

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа     Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки     21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ)     Нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Комплексный подход к борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)

УДК622.276.72(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баинов Александр Андриянович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	К. Х. Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	Д.Т.Н		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	Д. Т. Н.		

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И. УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных

информацией	информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
			ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ  2.Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3.Разработка плановой, проектной и методической документации для	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);  ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов

	<p>геолого-промысловых работ</p>	<p>Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
--	----------------------------------	---	---	--

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа      Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки      21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ)      Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Баинову Александру Андрияновичу

Тема работы:

Комплексный подход к борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№97-4/с от 07.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
---	---



<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Структура, состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений; основные факторы и механизм формирования АСПО; технологии предотвращения и удаления АСПО; анализ методов, применяемых на Ванкорском месторождении; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Методы предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, схемы технологий.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p><b>Романюк В.Б., к.э.н., доцент ОНД ИШПР</b></p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p><b>Сечин А.И., профессор ООД</b></p>
<p>Иностранный язык</p>	<p><b>Болсуновская Л.М., к.ф.н., доцент ОИЯ</b></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p><i>Раздел на английском языке: Особенности возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче углеводородов</i></p>	
<p><i>Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, главы 1-5</i></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>15.03.2021</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глызина Т.С.	К. Х. Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баинов Александр Андриянович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ94	Баинов Александр Андриянович

<b>ШКОЛА</b>		<b>Отделение</b>	
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

**Тема дипломной работы: «Комплексный подход к борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)»**

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> <b>Анализ показателей шума и вибрации</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>установление соответствие показателей нормативному требованию;</li> </ul> <b>Анализ показателей микроклимата</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.</li> </ul> <b>Анализ освещенности рабочей зоны</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;</li> <li>при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</li> </ul> <b>Анализ электробезопасности</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>наличие электроисточников, характер их опасности;</li> <li>установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.</li> <li>при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету.</li> </ul> <b>Анализ пожарной безопасности</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности.</li> <li>категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение.</li> <li>Разработать схему эвакуации при пожаре.</li> </ul>	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Воздействие химических веществ 5. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением); 6. Электрический ток; 7. Пожаровзрывобезопасность
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>защита селитебной зоны</li> <li>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений. Влияние воздействия углеводородного сырья и химических реагентов на гидросферу. Оценка влияния на литосферу нефтепродуктов, разлитых на поверхность почв и загрязнения химическими реагентами горизонта грунтовых вод.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Рассматриваются 2 ситуации ЧС:

<ul style="list-style-type: none"> <li>• перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>• выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>• разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда;</p> <p>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	26.02.21 г.
---	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин А.И.	д.т.н.		26.02.21 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баинов Александр Андриянович		26.02.21 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Баинову Александру Андрияновичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

**Тема дипломной работы: «Комплексный подход к борьбе с  
асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении  
(Красноярский край)»**

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценка готовности проекта к коммерциализации, проведение SWOT- анализа</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование проводимых работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Матрица SWOT

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

15.03.2021

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		15.03.2021г

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Баинов Александр Андриянович		15.03.2021г

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 148 страниц, 24 рисунка, 23 таблицы, 131 источник, 1 приложение.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, Ванкорское месторождение, методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, предупреждение асфальтосмолопарафиновых отложений, ингибиторы, промывка скважин,

Объектом исследования является Ванкорское нефтегазовое месторождение.

Предмет исследований – комплексные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском месторождении.

Целью диссертации является разработка рекомендаций по уменьшению негативного влияния асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе эксплуатации скважин на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

Практическая значимость заключается в применении предложенной технологии для предупреждения негативного воздействия асфальтосмолопарафиновых отложений.

Экономическая эффективность – рационализация ресурсов, использующихся в борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

В будущем планируется использование полученных результатов в научных исследованиях.

## Обозначения, определения и сокращения

АДПМ	– агрегат депарафинизации скважин
АМС	– активатор магнитный скважинный
АСВ	– асфальто-смолистые вещества
АСК	– асфальто-смолистые компоненты
АСПО	– асфальтосмолопарафиновые отложения
АЭУ	– автономное электрическое устройство
БДР	– блок дозирования реагентов
ГРП	– гидравлический разрыв пласта
ДВ	– дистиллированная вода
КОПС	– комплект оборудования для промывки скважин
МОП	– межочистной период
МРП	– межремонтный период
НКТ	– насосно-компрессорные трубы
ПАВ	– поверхностно-активные вещества
ПЗП	– призабойная зона пласта
ППУ	– передвижная парогенераторная установка
ПСК	– погружной скважинный контейнер
ПУ	– парафиновые углеводороды
ПЭД	– погружной электрический двигатель
СВЧ	– сверхвысокочастотный
СПКУ	– специальное погружное кабельное устройство
УДР	– установка дозирования реагентов
УПС	– установка прогрева скважин
УЭВН	– установка электровинтового насоса
УЭЦН	– установка электроприводного центробежного насоса
ДНГ	– добыча нефти и газа
ШГН	– штанговый глубинный насос

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ .....	16
1 ОСОБЕННОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ .....	18
1.1 Состав и свойства АСПО .....	18
1.2 Механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений .....	23
1.3 Факторы, влияющие на процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений .....	25
1.4 Методы предупреждения образования АСПО и способы удаления .....	31
1.4.1 Методы предупреждения образования отложений АСПО .....	34
1.4.2 Методы удаления АСПО .....	50
2 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ...	67
2.1 Общие сведения о деятельности компании .....	67
2.2 Сведения о месторождении .....	67
2.3 Коллекторские свойства продуктивных горизонтов .....	70
2.4 Физико – химические свойства нефти, газа и воды .....	71
2.5 Запасы нефти и газа .....	73
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ .....	76
3.1 Технология удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинном оборудовании с помощью промывки растворителем АСПО с последующей обработкой ПЗП .....	76
3.2 Технология предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений с помощью дозирования ингибитора АСПО в призабойную зону пласта .....	79
3.3 Комбинированные методы борьбы с АСПО .....	85
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	96
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	122
Приложение А .....	135

## ВВЕДЕНИЕ

При добыче и транспортировке нефти с высоким содержанием парафина в результате процесса отложения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности внутрискважинного оборудования происходит износ, сужение диаметра насосно-компрессорных труб, возникают неполадки в работе установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), а также закупоривание капилляров продуктивного пласта и ухудшение фильтрационно-емкостных свойств горных пород. На протяжении всего процесса добычи нефтяники сталкиваются с этими проблемами, так как отложения бывают в скважинном оборудовании, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора, что определяет **актуальность данного исследования**.

Существует несколько известных и широко применяемых технологий по предупреждению образования отложений, а также методов по их удалению. Но условия разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют индивидуального подхода, либо разработки новых технологий. Однако многие современные методы борьбы с образованием АСПО лишь увеличивают межремонтный период скважин на некоторое время, и полностью избежать образования отложений не всегда удаётся. Выбор оптимальных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции. Для оценки негативного воздействия необходимо учитывать состав отложений, их физико-химические свойства и причины образования.

**Объектом исследования** является Ванкорское нефтегазовое месторождение.

**Предметом исследования** являются комплексные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском месторождении.



**Целью диссертации** являются рекомендации комплексной борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе эксплуатации скважин на Ванкорском нефтегазовом месторождении

**Задачи:**

1. Проанализировать механизмы и причины возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений.
2. Оценить методы комплексной борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений.
3. Обосновать выбор применяемой технологии для предупреждения негативного влияния асфальтосмолопарафиновых отложений.
4. Провести анализ целесообразности применения выбранной технологии на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

**Практическая значимость** заключается в применении предложенной технологии для предупреждения негативного воздействия асфальтосмолопарафиновых отложений.

Информационной базой для написания работы послужила учебная и научная литература, локально-нормативная документация предприятия, официальные статистические и информационные материалы различных министерств и ведомств, ресурсы интернет, годовые отчеты компании ООО «РН-Ванкор». В процессе выполнения ВКР для проведения расчетов, построения графиков и диаграмм использовалась система электронных таблиц MS Excel.

Реализация и апробация работы: XXIII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, 2020г.; XXV Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, 2021

# 1 ОСОБЕННОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

## 1.1 Состав и свойства АСПО

Для того, чтобы выбрать наиболее подходящий способ борьбы с отложениями и соответственно химические реагенты, необходимо иметь представление о составе и свойствах АСПО. Сами отложения представляют собой твёрдую смесь углеводородов, схожую по структуре с густой мазеобразной субстанцией, тёмно-коричневого или чёрного цвета.

Основными компонентами состава являются асфальто-смолистые вещества (АСВ) (20-40 % масс.) и парафины (20-70 % масс.), а также присутствуют силикалегевая смола, связанная нефть и механические примеси в виде песка, глины, солей и воды [1]. Также в составе могут присутствовать оксиды металлов в незначительном количестве (ванадий, железо). Они способны образовывать комплексы с макромолекулами поверхностно-активных веществ, тем самым усиливая межмолекулярные взаимодействия, происходящие внутри отложений. На состав и процентное содержание компонентов влияет природа добываемой нефти в пределах нефтедобывающего региона, а также месторождения и твёрдых углеводородов, из которых они состоят, место отбора проб, и ряд других геологических, гидродинамических и термодинамических факторов.

Нефтяные парафины в АСПО являются основной долей отложений. Представляют собой углеводородные соединения метанового ряда. При высоких пластовых давлениях и температурах парафины в нефти находятся в растворённом состоянии. Также могут находиться во взвешенном или кристаллическом агрегатном состоянии при условиях транспортировки нефти, отличающихся от пластовых. Согласно ГОСТ 11851-85 в зависимости от содержания парафинов нефть классифицируют на:

- малопарафиновую – менее 1,5% по массе.;

- парафиновую – от 1,5 до 6%;
- высокопарафиновую – более 6%

В отдельных случаях содержание парафина может достигать 25%.

Парафин обладает неактивной природой и поэтому не растворяется в кислотах, щелочах и других химических реагентах. Имеет преимущественно линейное строение и записывается химической формулой  $C_nH_{2n+2}$ , в которой значение  $n$  находится в пределах от 16 до 64. Главными растворителями парафина являются органические, такие как бензол, бензин, ацетон, этиловый эфир и т.д. Также растворяется в нефтепродуктах при нагревании и маслах, содержащих минеральные компоненты. Температура плавления парафина в стандартных условиях составляет 45-65 °C [2].

Церезин является разновидностью парафина, который имеет число атомов углерода в составе от 36 до 55. Он представляет собой смесь парафиновых углеводородов. Имеет нормальное и изомерное строение. По сравнению с парафином обладает выраженной мелкокристаллической структурой и является мягким, аморфным продуктом, а температура плавления составляет 65-85 °C. Характеризуется большим молекулярным весом, чем парафин в связи с увеличенным составом углеродного компонента.

Окислители способны оказывать воздействие на церезин, такие как азотная и хлорсульфоновая кислоты. Также церезины имеют изостроение и состоят из циклических радикалов: ароматических и нафтеновых.

Асфальто-смолистая часть нефти представляет собой вещество тёмного цвета. Эти гетероорганические соединения имеют гибридное сложное строение. Вещества обладают свойствами твёрдых аморфных тел. АСВ содержат преимущественно основное количество кислорода, серы и азота, которое есть в нефтяных отложениях, а также в них сконцентрирована большая часть микроэлементов нефти. В составе присутствуют металлы (железо, магний, ванадий, никель, кальций, медь, титан, молибден, хром и др.).

Асфальто-смолистые вещества обладают высокой поверхностной активностью и являются природными стабилизаторами водонефтяных эмульсий. Это означает, что своим присутствием в нефти они оказывают значительное влияние на процесс кристаллизации парафиновых углеводородов. За счет своего сложного строения АСВ обладают высокой молекулярной массой.

Асфальтены, входящие в состав АСПО - это аморфные хрупкие углеводородные соединения тёмно-бурого и чёрного цвета. Содержат в своем составе преимущественно углерод (до 86%), водород (до 9%), серу (0,5-9%), азот (до 2%) и кислород (до 10%). Содержание самих асфальтенов в нефти варьируется от 1 до 20 % в зависимости от условий. При нагревании до 300 °С переходят в пластическое состояние, а при температуре выше разлагаются с выделением газа, жидких веществ и твёрдого остатка. По сравнению со смолами обладают меньшей растворимостью, но ароматические углеводороды, такие как бензол, толуол, сероуглерод, хлороформ и тетрахлорметан способны растворять асфальтены. В парафиновых углеводородах (спирт, эфир, ацетон) не растворяются. Асфальтены обладают плотностью несколько больше единицы (1,2 г/см<sup>3</sup>) и соответственно являются более тяжелыми компонентами нефти. Молекулярная масса колеблется в районе 2000 – 4000 атомных единиц масс.

Вторым компонентом АСВ являются нефтяные смолы. Их предложено разделять от асфальтенов из-за различной растворимости веществ. Смолы – это высокомолекулярные гетероатомные соединения, твёрдые или обладающие высокой вязкостью аморфные вещества бурового и чёрного цвета. Плотность смол немного ниже, чем у асфальтенов (0,99 - 1,08 г/см<sup>3</sup>), а молекулярная масса составляет 1200 атомных единиц масс. Нефтепродукты и органические растворители, кроме метилового и этиловых спиртов, способны хорошо растворять смолы, а также они подвержены растворению в алканах при нагревании до 300 °С. Также при нагреве до 350 °С происходит уплотнение структуры смол и происходит процесс

превращения в асфальтены. На воздухе легко окисляются, даже при низких температурах. Содержание кислорода, серы и азота достигает 17 % от состава, но при повышении молекулярной массы снижается. Структура молекулы смолы представляет собой бензольные кольца, которые образуют плоскую конденсированную поликарбоциклическую сетку. Пяти и шестичленные нафтенные и гетероциклические кольца также могут составлять часть образованной сетки.

Периферийная часть конденсированной системы смол, входящих в состав АСПО, замещена на углеводородные радикалы (алифатические, циклические и смешанные). Заместители могут включать функциональные группы (-ОН, -SH, -NH<sub>2</sub>, =CO и др.) [3].

Тип асфальтосмолопарафиновых отложений будет определяться прежде всего в зависимости от содержания органических составляющих, то есть асфальтенов, смол и парафинов. Существуют соответственно 3 класса, где П, А, С – содержание парафинов, смол и асфальтенов (% масс.) соответственно (Таблица 1).

Тип АСПО	Подтип АСПО (вид)	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов П / (А) (С+А)	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	А <sub>1</sub>	< 0,9	< 0,2
	А <sub>2</sub>	< 0,9	0,2 - 0,5
	А <sub>3</sub>	< 0,9	> 0,5
Смешанный (С)	С <sub>1</sub>	0,9 - 1,1	< 0,2
	С <sub>2</sub>	0,9 - 1,1	0,2 - 0,5
	С <sub>3</sub>	0,9 - 1,1	> 0,5
Парафиновый (П)	П <sub>1</sub>	> 1,1	< 0,2
	П <sub>2</sub>	> 1,1	0,2 - 0,5
	П <sub>3</sub>	> 1,1	> 0,5

Физико-химические свойства отложений определяются их плотностью, молекулярной массой, температурой плавления, адгезией,

которая характеризует сцепление с поверхностью контакта нефтепромыслового оборудования. Также свойствами являются показатель преломления и оптическая плотность.

Плотность как свойство АСПО представляет собой параметр, описывающий происхождение отложений, связанный с их химической природой. Плотность нефти варьируется в пределах от 730 до 1040 кг/м<sup>3</sup>. В пластовых условиях она составляет порядка 0,82 – 0,90 г/см<sup>3</sup>. При преобладании в нефти парафиновых фракций, плотность отложений наименьшая. В нефти с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ плотность отложений достигает наибольших значений.

Для определения индивидуальных углеводородов в составе отложений, АСВ и их смесей, которыми являются АСПО, используют показатель средней молекулярной массы. Для различных компонентов системы она варьируется в диапазоне от 200 до 4000 атомных единиц масс. Можно составить анализ как отдельных компонентов, так и АСПО в целом.

Не менее важным показателем свойств отложений является температура плавления, которая необходима для характеристики состава и адгезионных свойств АСПО. Она позволяет оценить подвижность АСПО и зависит от химического состава. Наиболее трудными для удаления являются отложения, обладающие высокой температурой плавления, так как в их составе преобладают высокомолекулярные и тугоплавкие соединения (н-парафины).

Адгезия и седиментация являются важнейшими свойствами АСПО, которые характеризуют способность выпадения отложений на стенках технологических труб и нефтепромыслового оборудования. Наиболее распространенными методами по определению характеристик данных свойств являются метод «холодного стержня» или «холодного пальца», измеряются показатели температуры застывания и потери текучести. Существует также метод блокирования трубы, определение температуры засорения холодного фильтра и измерение напряжения текучести.

Определение оптической плотности и показателей преломления для описания свойств АСПО и твёрдых углеводородов нефти используют, как дополнительные показатели при невозможности измерения основных в связи с отсутствием технической возможности. Некоторые исследователи находят применения данных показателей для ориентировочной оценки и прогнозирования уровня парафинизации скважин.

### 1.2 Механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Механизм образования АСПО представляет собой совокупность физических и химических процессов, происходящих на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования при транспортировке нефти и в призабойной зоне пласта, сопровождающихся выпадением и накоплением твёрдой органической фазы. Также эти процессы называются механизмом «парафинизации», так как источником возникновения отложений служат молекулы парафина, которые растворены в нефти, выстраивающие твёрдую кристаллическую решётку. На выпадение парафинов из нефти влияет множество факторов, основное действие которых заключается в снижении растворяющей способности нефти и в целом влияние на термодинамическое пластовое состояние.

Множество авторов в своих работах описывали механизмы образования отложений, так как существует несколько точек зрения на данный процесс формирования АСПО. Согласно нескольким литературным данным, существует три основных механизма.

Первым механизмом является «осадочно-объемная теория», которая заключается в том, что кристаллы парафина зарождаются непосредственно в потоке флюида. Они пробивают слой движущейся жидкости и постепенно оседают на внутренней поверхности металлических труб, образуя слой органических соединений. По мере движения флюида от забоя к устью скважины температура окружающей среды, стенок трубопровода и соответственно нефтяного потока снижаются, как и давление. При снижении

давления потока возникает эффект Джоуля-Томсона, который сопровождается выделением газа и снижением температуры. Когда температура нефти становится ниже температуры плавления твёрдых углеводородов, они начинают выделяться в виде кристаллов нормальных парафинов, то есть образовывать центры кристаллизации. При этом растворяющая способность нефти уменьшается и в системе образуются пространственные надмолекулярные структуры. Дальнейший их рост обусловлен дислокационной теорией А.И. Китайгородского, согласно которой на поверхности зародышей кристаллов находятся центры дислокации, отвечающие за дальнейший рост кристаллов. Каждый такой кристалл обладает запасом поверхностной энергии. Находясь в постоянном взаимодействии с окружающей средой и накапливая энергию, постепенно происходит взаимодействие дисперсной фазы с асфальто-смолистыми веществами, то есть дисперсионной средой. Дальнейшему росту будет способствовать наращивание сольватного адсорбционного слоя из молекулярных компонентов дисперсионной среды, так как согласно исследованиям В.П. Тронова индивидуальные парафиновые кристаллы не способны к самостоятельному формированию плотных отложений, и в реальных условиях асфальтены и смолы выполняют роль цементирующего материала [4].

Вторым механизмом является кристаллизационно-поверхностный. Его суть заключается в том, что процесс кристаллизации парафиновых углеводородов и их накопления происходит непосредственно на стенках металлических поверхностей насосно-компрессорных труб (НКТ). Существенную значимость в осаждении кристаллов парафина на стенках нефтепромыслового оборудования имеют газовые глобулы, транспортирующие кристаллы к стенкам труб с последующим разрушением самих глобул.



Практически важным на нефтепромыслах остаётся не сам процесс выделения парафинов, а осаждение АСПО на поверхностях НКТ и нефтепромыслового оборудования по направлению теплопередачи.

Соответственно существует третий механизм образования отложений, который является смешанным, сочетающим в себе особенности первых двух механизмов, протекающих параллельно.

### 1.3 Факторы, влияющие на процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений

К настоящему моменту времени многолетние исследования ученых позволили выделить несколько основных факторов, влияющих на формирование парафиновых отложений и интенсивность их образования, которые могут меняться по глубине и времени [5].

1. Вследствие движения нефтяной системы от забоя скважины к её устью происходит снижение давления в самой скважине. В призабойной зоне пласта изменения происходят от периферии к центральной части. Это приводит к нарушению гидродинамического равновесия газожидкостной системы. Начинает увеличиваться объём газовой фазы, что сказывается на уменьшении стабильности жидкой фазы и образовании кристаллов парафиновых углеводородов. Парафины начинают выделяться из нефти, если давление насыщения нефти газом начинает превышать давление на забое, за счет этого происходит выделение лёгких углеводородных фракций. Это может происходить и в скважине, и в пласте, так как нарушение равновесного состояния возможно в любой точке. На промыслах при эксплуатации скважины насосным способом основные участки накопления отложений находятся в приёмной части насоса.

2. Непрерывное снижение температуры потока происходит в стволе скважины и в НКТ вследствие теплоотдачи в горные породы, а также при транспортировке по трубопроводу по причине контакта с охлажденной металлической поверхностью, что приводит к выделению кристаллов

парафиновых углеводородов. Градиент температур при этом направлен к центру трубы и по направлению теплопередачи происходит отложение образовавшихся кристаллов на поверхности под действием молекулярной диффузии. Чем больше градиент температур между окружающей средой и нефтяным потоком, тем больше количество образовавшихся АСПО. Также возможно накопление АСПО на стенках НКТ, в выкидных линиях, резервуарах сборных пунктов, особенно в зимнее время, когда возрастает разница температур окружающей среды и газонефтяного потока. Вначале процесса наблюдается максимальная скорость осадкообразования, которая постепенно снижается в связи с утолщением слоя АСПО.

3. На интенсивность формирования отложений влияет скорость движения газожидкостной смеси. Ламинарный режим течения жидкости характеризуется низкими скоростями потока. Вследствие медленного переноса вещества, формирования АСПО происходит с меньшей интенсивностью. При турбулентном режиме течения, скорость движения потока возрастает, как и интенсивность осадкообразования и достигает своего максимума при критических значениях числа Рейнольдса. Но при достижении скорости значений максимума, скорость накопления убывает. Это связано с тем, что кристаллы парафина лучше удерживаются в нефти во взвешенном состоянии, а также возникает большая вероятность смыва парафиновых отложений. Силы касательного напряжения превышают силы сцепления кристаллов парафина с внутренней поверхностью труб.

4. Прочность сцепления парафиновых углеводородов (ПУ) со стенками труб зависит от свойств поверхности, её состояния, а также от материала, который был использован при изготовлении. На начальной стадии осадконакопления прослеживается основное влияние качества обработки металлических поверхностей.

Шероховатости и микронеровности поверхности труб выступают в роли очагов вихреобразования, которые интенсифицируют перемешивание жидкости и замедление скорости потока. В результате чего начинает

выделяться газ и парафин, увеличивается адгезия кристаллов парафиновых углеводородов на внутренней поверхности стенок. С течением времени чистота обработки поверхности перестает играть существенную роль, так как все неровности заполняются слоем парафина небольшой толщины. На интенсивность образования отложений влияют свойства материала, а именно степень их полярности, из которого изготовлено нефтепромысловое оборудование. Чем выше значение полярности материала, тем меньше интенсивность образования АСПО и лучше гидрофильные свойства. Это объясняется низкой адгезией кристаллов парафиновых углеводородов. Стекло обладает самой высокой полярностью, соответственно у неё самая низкая интенсивность образования АСПО. Полиэтилен в связи со строением схожим с предельными углеводородами нормального ряда обладает высокой интенсивностью образования ПУ. Таким образом, чем выше значение полярности материала поверхности труб и лучше качество обработки, тем ниже адгезия кристаллов парафина и меньше скорости, при которых будет происходить смыв отложений.

5. Интенсивность формирования и состав отложений во многом зависит от компонентного состава нефти и от содержания в ней асфальтенов, смол и парафинов. Благодаря различным исследованиям было установлено, что менее склонна к формированию прочных парафиновых отложений нефть с высоким содержанием в своем составе нафтеновых и ароматических углеводородов в отличие от нефти, где преобладают соединения нормального метанового ряда или парафинового. Компоненты в нефти определяют растворяющую способность системы по отношению к парафиновым углеводородам [6].

Образование АСПО происходит интенсивней в нефти, имеющей в своем составе большое содержание лёгких фракций, способных выкипать до 350 °С.

Её растворяющая способность выше, чем у тяжелой и влияет на температуру кристаллизации ПУ. В основном на структурообразование и

агрегативную устойчивость парафинов оказывают влияние смолисто-асфальтеновые компоненты, их состав, строение и взаимное соотношение. Они являются ингибиторами в процессе образования отложений, снижая поверхностное натяжение при адсорбции на поверхностях кристаллов парафинов.

Происходит разупорядочение и утоньшение адсорбционного слоя, то есть десольватация кристалла с изменением характера кристаллизации. Силы коагуляционного сцепления уменьшаются и кристаллы остаются в подвижном состоянии в нефтяном потоке, так как не происходит образование объёмной структурной сетки. Растворенные смолисто-асфальтеновые компоненты в нефти вызывают процесс пептизации, который заключается в адсорбционном ингибировании кристаллов парафина, и выступают в качестве естественных депрессаторов.

Асфальтены будут оказывать депрессорное действие, то есть тормозить процесс структурообразования, при содержании их в нефти более 5 %. Они могут являться зародышевыми центрами. Молекулы парафина в свою очередь будут сокристаллизовываться с алкильными цепочками асфальтенов, образуя тем самым точечную структуру. В результате выделение парафинов на поверхности ухудшается, так как не происходит образование сплошной решетки.

Смолы наоборот будут способствовать формированию ленточных агрегатов парафиновых кристаллов, а также созданию условий для прилипания парафинов к поверхности, оказывая противоположный эффект на влияние асфальтенов.

Взаимное соотношение асфальто-смолистой и парафиновой компоненты в составе АСПО проявляется таким образом, что с увеличением доли смол и асфальтенов уменьшается содержание парафиновой компоненты.

Это определяет характер взаимодействия высокомолекулярных соединений в нефти при низких температурах. Результат общего действия

смолисто-асфальтеновых веществ сводится к изменению температуры насыщения нефти парафином и находится в прямой зависимости от массовых концентраций смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Например, преобладание массового содержания смол повлияет на рост температуры насыщения. А с увеличением асфальтенов, температура насыщения снижается, из-за недостатка стабилизирующих компонентов – смол.

Также на стенках нефтепромыслового оборудования будут осаждаться агломераты, образованные вследствие соединения кристаллов парафинов и смолисто-асфальтеновых компонентов посредством связывания их частицами песка, глины и механическими примесями, которые входят в состав нефти и соответственно отложений.

6. Проводилось также исследование влияния обводнённости нефти на процесс осадкообразования. В качестве объекта исследования была использована водонефтяная эмульсия с высоким содержанием парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов. Было установлено, что добавление воды в нефть приводит к значительному увеличению содержания асфальтеновых компонентов и снижению доли смолистых веществ. Дисперсная фаза представляла собой дистиллированную воду (ДВ). Коэффициент  $\beta$  характеризует тип нефтяных отложений ( $\beta = \text{ПУ} / \text{АСВ}$ ):  $\beta > 1,1$  – парафиновый;  $\beta < 0,9$  – асфальтеновый;  $0,9 < \beta < 1,1$  – смешанный (Таблица 2) [7].

Таблица 2 – Групповой состав АСПО в зависимости от содержания водной фазы

Образец	Содержание, мас. %			$\beta$
	Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены	
Нефть	64,4 (11,6)	34,2	1,4	0,3
10% ДВ	69,4 (12,9)	23,2	7,4	0,4
30% ДВ	69,2 (13,8)	22,2	8,6	0,4
50% ДВ	69,1 (27,0)	22,2	8,7	0,9
70% ДВ	70,4 (31,9)	22,9	6,7	1,1

Доля парафиновых углеводородов также увеличивается с ростом обводнённости эмульсии.

Также возможно выпадение непосредственно асфальтенов, на которое будут оказывать влияние ряд факторов, таких как изменение давления, температуры и состава. В прискважинной зоне на выпадение асфальтенов влияют бурение, заканчивание скважин, кислотная обработка пластов и проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП). Изменение давления и температуры оказывает существенное влияние при подъёме нефти по стволу скважины.

Асфальтены выпадают в пластах в режиме их естественного истощения при падении давления. Обычно это происходит в пластах, где содержится легкая или средняя по плотности нефть с небольшим содержанием асфальтенов. Начальное пластовое давление при этом превышает давление насыщения, соответственно флюид является недонасыщенным. А максимальное отложение асфальтенов будет происходить при давлении равном давлению насыщения. Тяжелые нефти в свою очередь способны растворять большее количество асфальтенов, следовательно, проблем с выпадением не возникает.

Для повышения эффективности разработки месторождений применяют методы увеличения нефтеотдачи, путем закачки углеводородных газов или углекислого газа. Выпадение асфальтенов в процессе применения метода усиливается, при этом они способны откладываться в любой точке пласта.

Асфальтены также выпадают при закачке растворителей в пласты с тяжёлой нефтью. Внутри пласта асфальтены после выпадения в осадок, которое подразумевает собой образование осадка в результате установления термодинамического равновесия, остаются во взвешенном состоянии в нефтяном потоке или откладываются на поверхности породы. При этом

отложения забивают пласт и изменяют смачиваемость породы, которая становится гидрофобной.

#### 1.4 Методы предупреждения образования АСПО и способы удаления

При добыче и транспортировке нефтепродуктов проводятся работы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, которые включают в себя предотвращение образования АСПО и удаление осадков, которые уже образовались и накопились на внутренних стенках нефтепромысловых труб и оборудования. (Рисунок 1). Однако следует учитывать разнообразие условий разработки и геологических характеристик нефтяных месторождений и добываемой продукции, так как от этого зависит выбор метода предупреждения и удаления отложений.

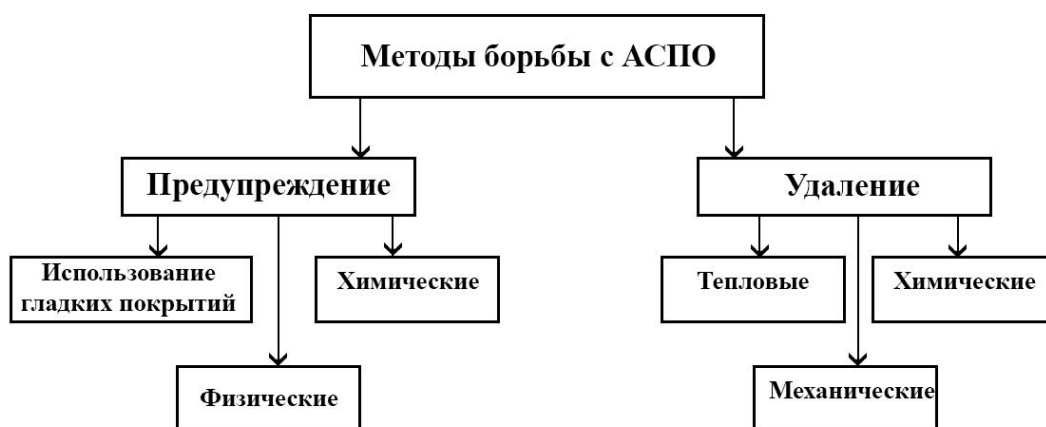


Рисунок 1 – Классификация методов борьбы с АСПО

Методы предотвращения образования АСПО и удаления можно разделить по механизму воздействия на несколько основных групп.

1. Тепловые методы основаны на температуре плавления парафиновых углеводородов, которая составляет примерно 50 °С. Искусственное увеличение и поддержание температуры нефтяной системы выше температуры начала кристаллизации твёрдых углеводородов в стволе скважины и ПЗП применяется при добыче высоковязкой парафинистой и

смолистой нефти. Метод осуществляется путем применения греющего кабеля и электронагревателей. В призабойной зоне пласта применяют термит, который способен нагреваться до 2400 °С при высокой температуре горения.

Удаление отложений проводится закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя (нефть, вода), а также обработкой паром. Однако данные методы являются энергозатратными, пожароопасными и обладают низкой эффективностью.

2. Механические методы борьбы с АСПО предполагают периодическое удаление уже образовавшихся отложений. Для применения этого метода используют скребки разных конструкций и разной периодичности действия, эластичные резиновые шары (торпеды), устройства для перемешивания. Способы механической борьбы можно охарактеризовать, как малоэффективные и трудоёмкие.

3. Для предотвращения образования отложений используют физические методы борьбы, включающие в себя воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний, магнитных, электрических и электромагнитных полей, которые создают условия для разрушения структуры асфальтосмолопарафиновых веществ. Воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний вызывают в области образования отложений колебания, вследствие чего возникают их микроперемещения, препятствующие осаждению АСПО на стенках оборудования. Частицы, которые при этом выделяются из нефти уносятся нефтяным потоком. В движущемся нефтяном потоке присутствуют ферромагнитные субмикронные частицы соединений железа, концентрация которых варьируется в пределах от 10 до 100 грамм на тонну. И в результате воздействия магнитных волн данные агрегаты разрушаются, что влечет за собой увеличение количества центров кристаллизации кристаллов ПУ. При этом снижается скорость роста отложений, так как размеры частиц кристаллов уменьшаются. Также исследования при использовании данного метода подтверждают рост дебита



скважин, который связан с появлением газлифтного эффекта, вызванным образованием микропузырьков газа в центрах кристаллизации. Однако данный метод не получил широкого распространения, так как негативно влияет на прочность резьбовых соединений НКТ. Магнитные поля, применяемые для

предотвращения формирования АСПО, получили широкое распространение после 2000 годов вместе с появлением высокоэнергетических магнитов, которые изготавливались на основе редкоземельных материалов.

4. Одними из наиболее распространённых и перспективных методов предупреждения образования отложений, а также их удаления являются химические методы борьбы. Существуют различные виды закачки химических реагентов, которые основываются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, включающие ингибиторы, применяемые для предотвращения образования АСПО, и растворители – для удаления, сформированных отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования. Эффективность данного метода высокая, не смотря на большие экономические затраты.

5. Для предупреждения образования АСПО применяют защитные покрытия, которые используют на внутренних поверхностях НКТ и забойного оборудования.

6. Выделяют также микробиологические методы удаления АСПО, которые основаны на жизнедеятельности бактерий в углеводородной среде. Данные методы можно сравнить с химическими, однако микробиологические являются более лёгкими в выполнении. Ограничениями использования способа очистки являются специфичные условия, в которых могут существовать микробы.

Однако разрабатываемые месторождения отличаются по показателям и условиям разработки. Парафиновые отложения могут вызывать такие проблемы, как блокировка потока, вследствие закупорки трубопроводов;

увеличение вязкости жидкости; технически сложное удаление отложений; проблемы утилизации накопленного парафина и др. Поэтому на практике применяют методы предупреждения и удаления АСПО, которые дополняют друг друга.

#### 1.4.1 Методы предупреждения образования отложений АСПО

Профилактические методы по замедлению образования и накопления отложений необходимы для достижения безаварийной работы нефтепромыслового оборудования. На выбор наиболее подходящего метода влияют свойства нефтяного пласта, а также режим работы скважины. Практика показывает, что применение методов по предупреждению образования АСПО оказывает положительное влияние на стабильность работы внутрискважинного оборудования. При этом экономические показатели улучшаются в связи с уменьшением затрат на разработку.

##### ***Применение защитных покрытий***

Применение специальных защитных покрытий для поверхностей труб является технологическим методом предупреждения АСПО, который применяется на многих месторождениях. Различными исследованиями ученых было установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн способствует образованию и накоплению отложений. Использование данных покрытий еще на проектной стадии разработки позволяет сделать внутреннюю поверхность труб гладкой и замедлить накопление АСПО, которые будут легко смываться движущимся газожидкостным потоком.

При изменении свойств поверхности эффект снижения скорости образования отложений достигается по двум механизмам: непосредственное снижение шероховатости поверхности труб, а также изменение полярности материала стенки.

Защитные покрытия состоят из гидрофильного материала (полярного), обладающего слабой адгезионной способностью к отложениям парафина и гладкой поверхностью. В зависимости от условий эксплуатации

скважины, свойств добываемой нефти и твёрдых углеводородов, подбирают подходящие защитные материалы. С помощью специальной установки измеряют силы адгезии отложения к поверхности материала при тангенциальной нагрузке. Сдвигающее усилие со стороны потока газожидкостной смеси должно превышать прочность сцепления АСПО с поверхностью. Таким образом было выявлено, что некоторые материалы, такие как полиэтилен, фторопласт-4, эбонит и капроны некоторых марок, со временем запарафиниваются с высокой интенсивностью. Широко применяются полярные (гидрофильные) материалы, обладающие гладкой поверхностью, диэлектрической проницаемостью 5-8 единиц и низкой адгезией, такие как стекло и стекломали, бакелит, эпоксидные смолы, полиамиды и др. Чем выше полярность (гидрофильность) материала, контактирующего с нефтью, тем ниже сцепляемость АСПО с поверхностью контакта.

Стекло и стекломали представляют собой полярные материалы, обладающие высокой адгезией к материалам из стали, а также низкой сцепляемостью к парафинам. Применение НКТ с покрытием из фритты ЭСБТ- 9 (эмалевое) было использовано на сложных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», и после эксплуатации в течение более 400 суток, удовлетворительная средняя наработка труб составила 416-740 суток, НКТ без покрытия – 91-187 суток [11].

НКТ подвергаются ударным, растягивающим, сжимающим и изгибающим нагрузкам как в скважинах, так и при транспорте и спускоподъёмных операциях оборудования. Поэтому покрытие из стекла разрушается из-за хрупкости и отсутствия сцепления с металлической поверхностью трубы. Данным условиям больше соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако сдерживающим фактором для широкого применения данных покрытий является недостаточная термостойкость и морозостойкость.

На месторождениях «Газпромнефть-Восток» и «Лукойл-Западная Сибирь» успешно применялась технология Majorpack для защиты погружного оборудования от коррозии и парафиновых отложений в скважинах. Антикоррозионные покрытия состоят из интерметаллидного слоя, который является протекторной защитой и наносится на НКТ методом диффузионного цинкования. Поверх протектора наносится многокомпонентный полимер (барьерная защита), который обладает гидрофобными свойствами и снижает вероятность отложения парафинов на стенках НКТ. При использовании защитного покрытия на месторождениях на рабочей поверхности труб не было выявлено механических повреждений, следов коррозии, а также отложений АСПО. На месторождениях предприятия «Лукойл-Западная Сибирь» технология Majorpack позволила увеличить межремонтный период (МРП) до 1400 суток, также не было зафиксировано случаев отказа оборудования.

В таблице 3 представлены некоторые материалы, которые применяются в качестве защитных покрытий НКТ от АСПО. Видно, что хорошими гидрофильными свойствами обладает хром, однако является дорогим в применении. На производстве чаще применяют эмалевое и эпоксидное покрытия, которые дешевле и технологичнее.

Таблица 3 – Свойства материалов для защиты НКТ

Материал	Тип, марка материала	Теплостойкость, °С	Абразивная стойкость по Моосу	Интегральная гладкость, %	Диэлектрическая проницаемость
Стекло	АБ-1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД-40	80	2	96	4,2
Бакелитовый лак	БЭЛ	80	2	90	4,9
Сталь		1200	5	70	-
Алюминий	АМГ	550	3	92	-
Хром	покрытие	1600	6	100	-
Никель	покрытие	1200	6	98	-
Полиэтилен	пленка	85	2	68	2,2
Метилстирол	пленка	80	3	100	2,3

### Продолжение таблицы 3

Гидрофобный	КО-815	150	3	100	2,6
лак					
Оргстекло	листы	85	3	100	3,6

### ***Физические методы***

Физические методы предупреждения образования асфальтосмолопарафинов основаны на исследовании структуры и свойств отложений, а также на механизме их образования. Они включают в себя тепловые методы, воздействие электрических, магнитных и акустических полей.

*Тепловые методы* предотвращения выпадения парафинов заключаются в обработке скважин температурой, превышающей температуру плавления парафина. Для этого используются специальные источники тепла, которые размещаются в зоне отложения парафинов. Производится прокладка линий парового или электрического подогрева трубопровода, которые применяются вместе с теплоизоляцией.

При использовании установки прогрева скважин (УПС) внутреннее пространство НКТ нагревается с помощью специального грузонесущего изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, строительная длина которого равна интервалу максимального парафиноотложения. (Рисунок 2).

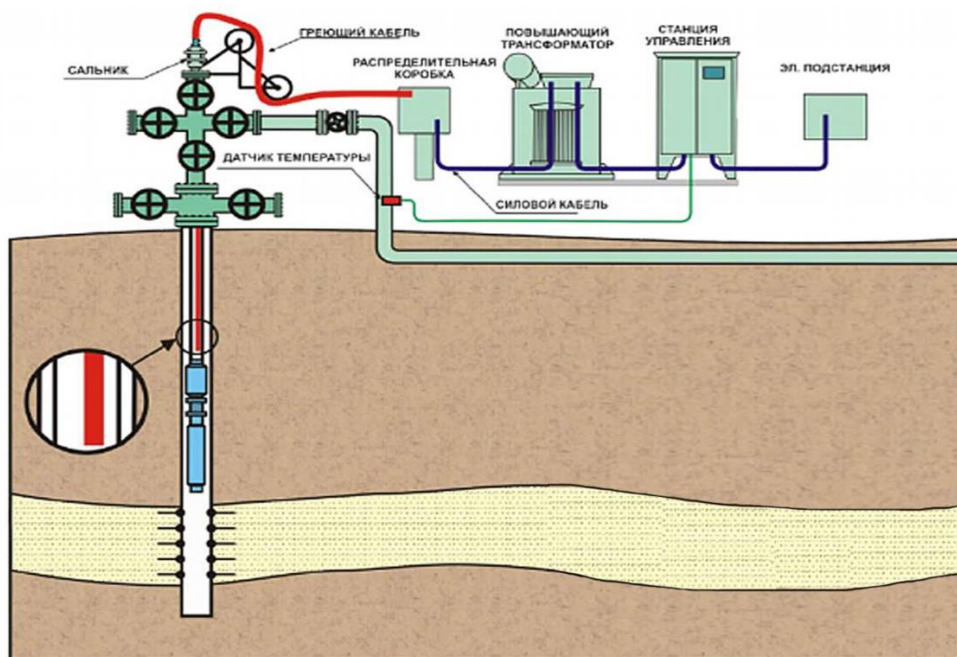


Рисунок 2 – Установка прогрева скважин (нагревательный кабель помещен внутрь НКТ)

Возможно применение в скважинах, оборудованных УЭЦН и УЭВН с ПЭД, фонтанных и газлифтных скважинах. Может использоваться плоский нагревательный кабель, который располагается по наружной поверхности НКТ и применяется во всех типах нефтедобывающих скважин (Рисунок 3). Контроль нагрева кабеля и изменение параметров исходных данных осуществляется станцией управления.

Применение установки прогрева скважин является достаточно эффективным методом на месторождениях Западной Сибири и позволяет решать ряд задач:

- Предотвращение образования асфальтеновых, парафиновых и парафиногидратных отложений;
- Снижение вязкости нефтяной эмульсии при добыче высоковязкой и битумной нефти;
- Повышение межочистного (МОП) и межремонтного периодов;
- Увеличение дебита и повышение коэффициента эксплуатации скважин.

Однако к сдерживающим факторам применения данного метода относятся дороговизна установки и высокие энергозатраты.

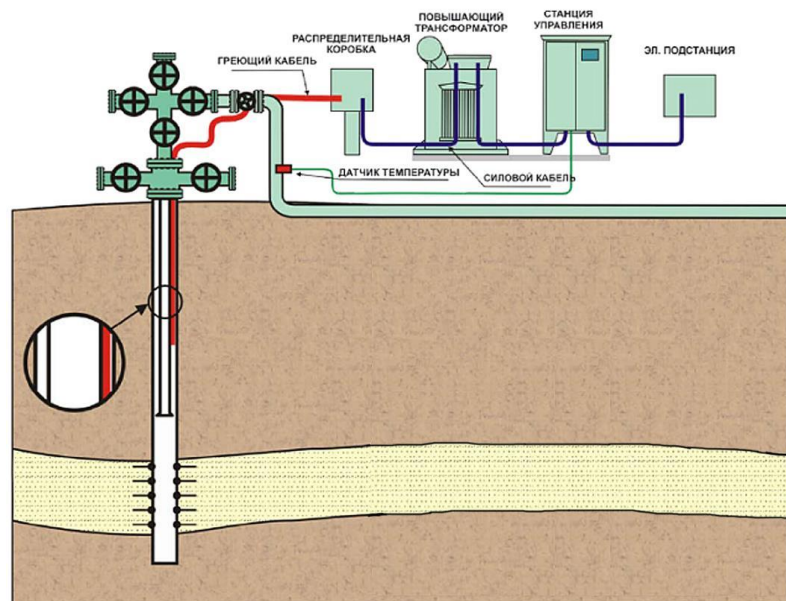


Рисунок 3 – Установка прогрева скважин (нагревательный кабель располагается по наружной поверхности НКТ)

Анализ эффективности применения установок греющего кабеля был проведен на Ванкорском месторождении на примере скважин №822 и №524. По данным ЦДНГ ЗАО «Ванкорнефть» после проведения электрического прогрева скважин №822 и №524, эксплуатируемых ЭЦН (Р6-194ст) и ЭЦН (Р6-229ст) дебит по нефти увеличился на 14 т/сут и 9 т/сут соответственно. Давление на устье увеличилось на 0,1 МПа. Также увеличился динамический уровень в среднем на 17 метров [12].

*Акустические методы* борьбы с АСПО являются вибрационными методами, применяемыми для предупреждения и удаления отложений. Методы основаны на создании ультразвуковых и низкочастотных колебаний в области парафинообразования, тем самым воздействуя на кристаллы парафина, вызывая их микроперемещения и разрушение. Выделяющийся из нефти парафин не оседает на поверхности труб и уносится нефтяным потоком. Учеными предприятия «ЭНЕРГОМАГ» совместно с Акустическим институтом имени академика Н.Н. Андреева были разработаны специальные

электрохимические преобразователи для создания виброакустических колебаний в подземном оборудовании, флюиде и ПЗП. Для этого используется автономное электрическое устройство (АЭУ) – виброакустическая установка. Передача энергии колебаний в ПЗП происходит по колонне НКТ, насосных штанг и эксплуатационной колонне через жидкость, за счет продольных упругих волн, которые возникают в подземных металлических конструкциях. Данный тип преобразователя основан на силовом взаимодействии переменного магнитного потока, создаваемого электромагнитом, и магнитным полем постоянных магнитов. Измерение параметров производится с помощью датчиков и системы регистрации и обработки электрических и механических данных. Однако недостатками данного метода является негативное влияние вибраций на прочность резьбовых соединений НКТ, которые способствуют их разрушению и самоотвинчиванию.

Одним из наиболее перспективных физических методов предупреждения образования АСПО является *магнитная обработка* с использованием специальных магнитных устройств. Влияние магнитного поля, создаваемое данными устройствами, приводит к изменению физико-химических свойств газожидкостной смеси. Сущность метода заключается в перекачке водонефтяной эмульсии через рабочий зазор магнитного контура, вследствие этого происходит резкое увеличение числа центров кристаллизации парафинов за счет разрушения агрегатов природных ферромагнитных микрокристаллов железа. В результате кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объёмной устойчивой взвеси. Скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров, выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твёрдую фазу кристаллов парафина. Действие магнитного поля при этом не изменяет химический состав водонефтяной эмульсии, но изменяет поверхностную активность асфальто-смолистых комплексов (АСК) так, что находящиеся вокруг молекулы углеводородов образуют более упорядоченную и



уплотненную упаковку. Снижается взаимодействие АСК с кристаллизующимися парафинами, уменьшается их экранирующий эффект. Обеспечивается равномерное распределение парафинов между АСК, которое замедляет рост размеров частиц АСПО. Отложения, обработанные магнитным полем, выносятся потоком на устье и отделяются от нефти при дальнейшей технологической подготовке.

Для создания магнитного поля используются магнитные камеры МК-200П-40 и других модификаций, а также активаторы магнитные АМС-73, АМС-60, производимые и используемые ЗАО «Геопромысловые новации» [13]. Корпус магнитного активатора выполнен из НКТ, длиной 630 мм с резьбами на концах. Внутри корпуса встроена магнитная система из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов, имеющих высокое значение напряженности. На рисунке 5 представлен магнитный активатор АМС-73М.

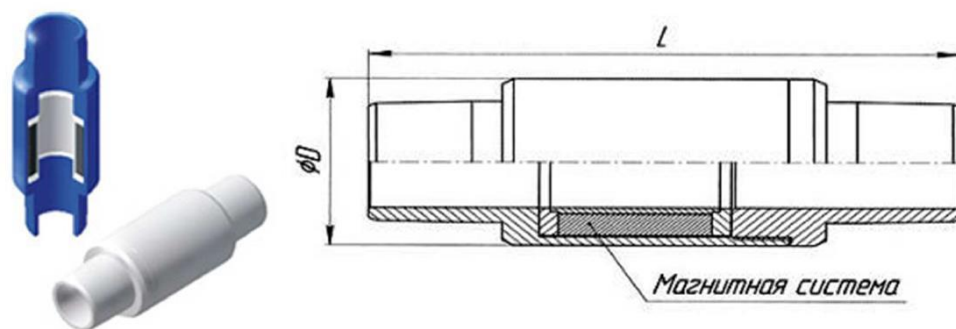


Рисунок 4 – Магнитный активатор АМС-73М

При эксплуатации скважины насосом ЭЦН, установки магнитного активатора АМС устанавливаются через 1-2 НКТ от насоса, обратный клапан устанавливается еще через 1 НКТ, затем еще через 1 НКТ устанавливается сливной клапан. (Рисунок 5).

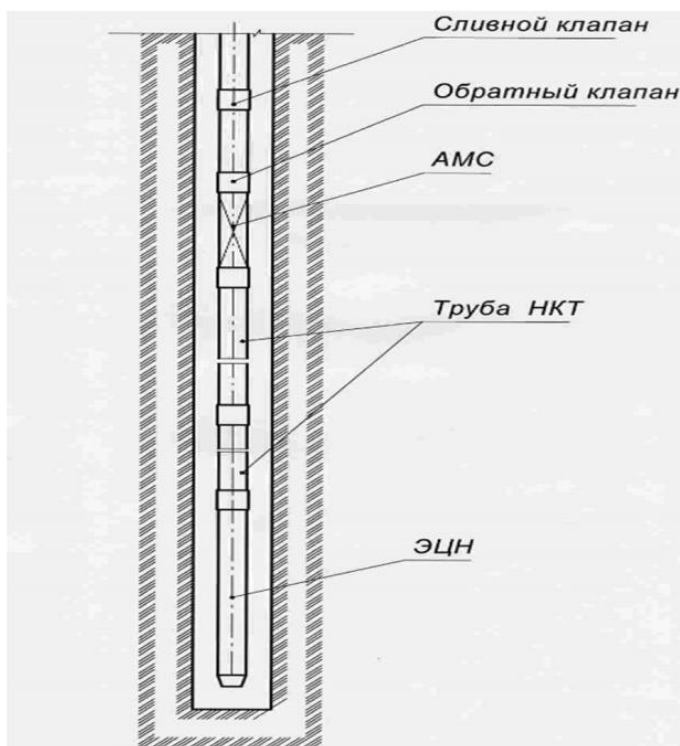


Рисунок 5 – Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Магнитные устройства были опробованы в нефтегазодобывающей компании «Сургутнефть». Применение магнитного активатора показало высокую эффективность. НКТ с активатором эксплуатировалась без очистки больше 5 месяцев, когда расчётный МОП составлял 45 суток. При подъёме НКТ через 47 суток от начала испытаний парафиновые отложения отсутствовали.

Внедрение магнитных активаторов на Кониторовском месторождении в скважинах, оборудованных УЭЦН, позволило увеличить период обработки депарафинизацией с 21 до 79 суток. Также в ряде других месторождений средний дебит возрос на 10-20 %, а межремонтный период увеличился в 3-8 раз.

Метод влияния магнитного поля с использованием активатора магнитного скважинного (АМС) для предупреждения отложений АСПО достаточно простой в эксплуатации, не нарушает технологический процесс,

не ухудшает выход скважин на режим. Также данный метод предназначен для предотвращения отложения солей и коррозии на стенках НКТ.

Метод обработки водонефтяной эмульсии имеет ряд достоинств:

1. Снижение интенсивности образования АСПО до 90%, а также солеотложений до 45%, снижение вероятности образования гидратных пробок в 3-5 раз.

2. Вода, обработанная магнитным полем, обладает пониженной коррозионной активностью, вследствие этого уменьшается скорость коррозии почти в 2 раза при первичной обработке водных систем. Непрерывное воздействие магнитного поля на замкнутые системы циркуляции практически полностью исключает возникновение коррозии.

3. Увеличение приемистости нагнетательных скважин, так как обработанная магнитным полем вода снижает набухаемость глин в ПЗП.

### ***Химические методы***

Наиболее прогрессивным методом предупреждения образования АСПО является применение химических реагентов. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья.

Химический метод базируется на дозировании специальных реагентов в добываемую продукцию, что способствует уменьшению или полному предотвращению образования отложений. Для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются ингибиторы, действие которых основано на адсорбционных процессах, происходящих на стадии фазового перехода компонентов из жидкого состояния в твердое.

Для применения ингибирования, химические реагенты должны соответствовать некоторым критериям:

- не влиять на ухудшение подготовки нефти и воды;

- иметь достаточно низкую температуру застывания для использования на месторождениях Западной Сибири в зимний период (около  $-50^{\circ}\text{C}$ );

- обладать хорошей эффективностью предотвращения образования АСПО при расходе ингибитора 100-300 грамм на тонну нефти.

По механическому воздействию на АСПО ингибиторы разделяются на смачивающие (гидрофилизирующие), модифицирующие, депрессаторы и диспергаторы, а также реагенты комплексного действия. Добавление ингибирующих химических соединений в нефть способствует образованию дисперсной фазы и выносу дисперсных частиц газожидкостным потоком. Некоторые из реагентов дробят формирующиеся молекулярные группы, тем самым предотвращая образование центров кристаллизации отложений. Другие ингибиторы создают на поверхности центров кристаллизации обволакивающий энергетический барьер, который препятствует их сближению и формированию частиц, задерживая рост кристаллов.

1. Механизм действия смачивающих ингибиторов основан на гидрофиллизации металлической поверхности технологического оборудования адсорбционным слоем, состоящим из полярного высокомолекулярного полимера. Образованный слой препятствует адгезии гидрофобных отложений парафина к трубам, тем самым создаются условия для выноса отложений нефтяным потоком.

Для эффективного использования ингибиторов смачивающего действия необходима периодическая обработка нефтепромыслового оборудования.

Водный раствор реагента постепенно закачивается в НКТ в течение определенного времени с последующим осаждением на поверхности труб.

Перед закачкой в скважину необходимо произвести ее остановку и очистку стенок труб от парафиновых отложений.

Основными компонентами состава смачивателей являются полиакриламид, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных

металлов и водные растворы синтетических полимерных поверхностно-активных веществ (ПАВ) (органические амины, сульфаты, фосфаты). Реагентами смачивающих ингибиторов являются: СПА, Е2846 – 1, Е2846 – 11, РБИ – 1, РБИ – 2, ИКБ – 1, ИКБ – 2, НоI Е – 2846 – 1, НоI Е – 2846 – II [14].

Преимуществом использования смачивающих реагентов является возможность их использования при высокой обводнённости нефти.

Смачиватели имеют низкую температуру застывания и растворимы в воде.

Недостатками технологии применения смачивателей являются: периодическая остановка скважины, удаление гидрофильного слоя за счет смыва нефтяным потоком, а также загрязнение оборудования самим реагентом.

2. Модификаторы представляют собой ПАВ, в составе которых содержатся хлор, азот и сера. Механизм действия реагентов заключается в модификации кристаллов парафина при взаимодействии с молекулами.

Данный тип ингибитора изменяет форму и поверхностную энергию кристаллов ПУ, тем самым ослабляя их адгезионные свойства. В отличие от первоначальной игольчатой или ромбической формы, кристалл становится более округлым. В результате ингибирующего процесса образуются недоразвитые дендритные кристаллы, которые по структуре получаются несоединёнными между собой. Размеры сформированных кристаллов ПУ небольшие, что способствует поддержанию их во взвешенном состоянии в объёме движущегося газожидкостного потока. Вязкость нефти при этом снижается, как и температура застывания. Однако модификаторы не полностью предотвращают начальную стадию формирования отложений парафина на поверхности металла, а только когезию между частицами, уменьшая при этом толщину парафинового слоя.

Модифицирующие реагенты имеют схожую структуру с молекулами парафина. Это благоприятствует внедрению модификаторов в

формирующийся кристалл парафина и соединение с ним. В состав ингибиторов-модификаторов входят растворимые в нефти полимеры: атактический полипропилен (молекулярная масса 2000-3000), низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров, тройной сополимер этилена с винилацетатом, акриловой и метакриловой кислотами, а также другие высокомолекулярные соединения, в основном, с чередующимися полярными группами. Бывают реагенты модификаторы: ДН – 1, ВЭС – 501, Азолят – 7, С4160, С4117 [14].

Недостаток модификаторов – высокая температура застывания в товарном виде. Ограничениями модификации кристаллов ПУ являются определенные условия протекания процесса. Температура должна быть: выше температуры помутнения раствора парафина на начальной стадии формирования центров кристаллизации; равной температуре помутнения раствора парафина в момент сокристаллизации модификатора и парафина; ниже первоначальной температуры помутнения при адсорбции на кристаллах парафина.

3. Депрессоры представляют собой высокомолекулярные органические неионогенные ПАВ (молекулярная масса 5000-6000). Основу состава депрессоров составляют полициклические ароматические углеводороды.

Компонентами являются сополимеры этилена с винилацетатом, полиметилкрилаты, полиолефины, сложные эфиры и высшие спирты.

Известные депрессоры: Visco-5351, ИПХ-9, ТюмНИИ-77М, Дорад-1А [15].

Реагенты депрессорного действия смешиваются с нефтью и изменяют поверхностные свойства твёрдых углеводородных компонентов, замедляя процесс кристаллизации. Механизм действия заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, затрудняя их способность к агрегации и предотвращая дальнейший рост, преобразуя сольватную оболочку

кристаллов. Депрессоры уменьшают прочность кристаллической решётки молекул парафина и снижают температуру застывания парафиновой нефти.

Модификаторы и депрессоры могут быть объединены в одну группу под названием – депрессорные присадки, так как результат их применения – снижение температуры застывания нефтяных систем. Однако их механизмы действия различаются: модификаторы снижают температуру помутнения нефтяных фракций, а депрессоры в свою очередь – температуру кристаллизации молекул парафинов.

4. Диспергаторы – это химические реагенты, представленные нефтерастворимыми аминами, жирными кислотами или их солями, солями металлов, силикатно-сульфенольными растворами, сульфатированным щелочным лигнином, углеводородными и ароматическими растворителями.

Компоненты могут также применяться в качестве удалителей АСПО и входить в состав композиционных ингибиторов образования отложений. Также реагенты применяют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложением.

Механизм действия диспергаторов заключается в образовании адсорбционного слоя, состоящего из молекул реагента, на зародышевых кристаллах ПУ. Реагенты обеспечивают образования тонкодисперсной системы за счёт разрушения структуры образовавшихся АСПО. Повышается теплопроводность нефти, и замедляется процесс кристаллизации ПУ. Поток нефти уносит кристаллы парафина со стенок труб.

5. Реагенты комплексного действия применяются для предотвращения образования АСПО вместе с защитой от солеотложений и коррозии промышленного оборудования, а также формированием структуры нефтяного потока, разрушением водонефтяных эмульсий. Использование данных реагентов в последние годы стало очень распространено, так как они сочетают в себе свойства как исходных компонентов, так и свойства, усиливающих друг друга ингибиторов, за счёт возникающего синергетического эффекта. Это позволяет снижать дозировки и увеличивать

эффективность использования реагентов. Существуют композиции комплексного действия, в состав которых входит два компонента и более: присадки депрессорно-модифицирующего действия или депрессорно-диспергирующего.

Реагенты марки «СНПХ» являются основными ингибиторами комплексного действия. В таблице 4 приведены ингибиторы, выпускаемые АО «НИИнефтепромхим».

Таблица 4 – Реагенты ингибирования для борьбы с АСПО

Наименование реагента	Описание	Дозировка
СНПХ - 2005	Депрессатор для ингибирования образования АСПО и снижения вязкости нефти	150-300 г/т
СНПХ - 7801	Ингибитор образования АСПО	150-200 г/т
СНПХ - 7821	Ингибитор образования АСПО	Не выше 200 г/т
СНПХ - 7909	Ингибитор образования АСПО с эффектом диэмульгатора	50-200 г/т
СНПХ - 7912М	Ингибитор образования АСПО с эффектом диэмульгатора	25-100 г/т
СНПХ - 7920	Ингибитор образования АСПО и гидратов	100-200 г/т
СНПХ - 7920М	Ингибитор образования АСПО, снижающий коррозионную активность на 60-70%	100-200 г/т
СНПХ - 7941	Ингибитор образования АСПО с эффектом диэмульгатора	50-200 г/т

Промышленные испытания ингибитора СНПХ – 7821 были проведены в 2013 году на Ванкорском месторождении. Закачка производилась в затрубное пространство путем постоянного дозирования, а также в интервал начала образования АСПО через импульсную трубку и вводную муфту в НКТ на глубине 1500 м. Обработка реагентом применялась на трёх скважинах №710/5, №625/7, №726/2 с дозировкой 150-200 г/т нефти.



Закачка ингибитора СНПХ – 7821 позволила увеличить МРП скважин в 2-3 раза [16].

Анализ эффективности применения ингибитора комплексного действия СНПХ – 7821 производился на Сузунском месторождении. Образование парафиновых пробок являлось следствием высокого содержания парафинов в нефти (6,5%). Дозировка реагента составляла 200 г/т нефти. Закачка проводилась в скважины №175 и №178. Результаты испытаний ингибитора представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты испытания СНПХ-7821 в скважинах №175, №178

Показатель	Нефть		Нефть + 1/2 рабочей дозировки		Нефть + рабочая дозировка		Нефть + 3/2 рабочей дозировки	
	№175	№178	№175	№178	№175	№178	№175	№178
Температура застывания °С	-13	-12	-14	-14	-16	-16	-17	-18
Вязкость, сСТ	7,8	7,8	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4
Защитный эффект ингибирования, %	-	-	52	49	68	68	70	69

В результате воздействия комплексного ингибитора, температура застывания нефти снизилась, как и вязкость добываемой нефти. Защитный эффект ингибирования при использовании рабочей дозировки составил 68%.

Все описанные типы ингибиторов образования АСПО различаются по химической природе и механизму воздействия на отложения, однако обладают рядом общих признаков, характеризующих их свойства. Все реагенты обладают достаточно высокой молекулярной массой по сравнению с парафиновыми углеводородами, входящих в состав нефтяных систем.

Следующим общим признаком является структура полимера присадок, представляющая собой сочетание полиметиленовой цепи с

полярными группами. Еще один признак – все вещества, входящие в состав присадок, полидисперсные по молекулярной массе и по составу. Таким образом, ингибирующие присадки являются смесью полимеров различного состава и молекулярной массы.

Подача ингибиторов отложений в скважины осуществляется периодической обработкой НКТ, либо непрерывной дозированной подачей химических реагентов. Периодическая закачка (задавка) ингибитора предполагает подачу раствора определенного объема один раз при помощи насосного агрегата через затрубное пространство скважины без подъема ВСО.

Однако вынос реагента таким способом будет осуществляться непродолжительно и неравномерно.

Непрерывное дозирование реагента осуществляется с помощью наземных дозировочных устройств типа УДХ, БДР, УДР при закачке ингибитора в затрубное пространство скважин. Наибольшей эффективностью обладает технология дозирования реагента через капиллярную трубку, непосредственно на прием насоса.

#### 1.4.2 Методы удаления АСПО

Методы предупреждения образования отложений являются наиболее эффективными, так как позволяют снизить затраты на добычу и перекачку нефти путем достижения устойчивой и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования. Однако необходимо использовать методы удаления уже образовавшихся отложений для очистки НКТ. К основным методам удаления АСПО относятся: тепловые, механические, химические и биологические.

##### *Тепловые методы*

Термическая метод обработки скважин для удаления АСПО относится к физическим и, как и тепловой метод предупреждения образования АСПО,

основан на искусственном увеличении температуры в стволе скважины и ПЗП.

Метод интенсификации притока нефти и повышения продуктивности добывающих скважин применяется при добычи высоковязкой парафинистой и смолистой нефти. Тепловая обработка приводит к разжижению нефти и расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на поверхности подъёмных труб и в призабойной зоне пласта. При температуре выше 50 °С парафин начинает плавиться, силы сцепления отложений с внутренней металлической поверхностью труб ослабляются и происходит их отделение с последующим уносом потоком газожидкостной смеси. При повышении температуры, сам поток нагревается, и масса АСПО растворяется в нефти.

Тепловая обработка осуществляется закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя, циклической паротепловой, электротепловой, термокислотной обработками, электромагнитным и термоакустическим воздействиями, а также за счёт экзотермической реакции агентов, введенных в скважину.

Термообработка скважины и ПЗП жидким теплоносителем заключается в прогреве НКТ путем закачки нагретой жидкости в затрубное пространство агрегатом для депарафинизации скважин (АДПМ) (Рисунок 6). Затем восходящий по НКТ поток газожидкостной смеси растворяет и выносит отложения. Установка АДПМ разогревает нефть до 120-150 °С и депарафинизирует скважину путем нагнетания теплоносителя под давлением.

Растворённые отложения парафина выносятся в сборную линию промысла.

Обычно горячая нефть закачивается в скважину по обсадным трубам, а затем поднимается на поверхность по трубам НКТ, однако в фонтанирующих скважинах процесс может осуществляется наоборот. В

качестве жидкого теплоносителя используются нефть, вода, керосин, дизельное топливо, газолин, и в основном добываемый флюид.

Преимущества технологии закачки горячей нефти заключается в простоте реализации и минимизации затрат на приобретение химических реагентов. Недостатками технологии являются большие расходы на проведение обработок, прямая зависимость качества обработки от температуры нефти, пожароопасность. На больших глубинах ликвидация АСПО протекает менее интенсивно, так как происходят тепловые взаимодействия восходящего и нисходящего потоков, а также теплотери на нагрев труб и горных пород, окружающих скважину.

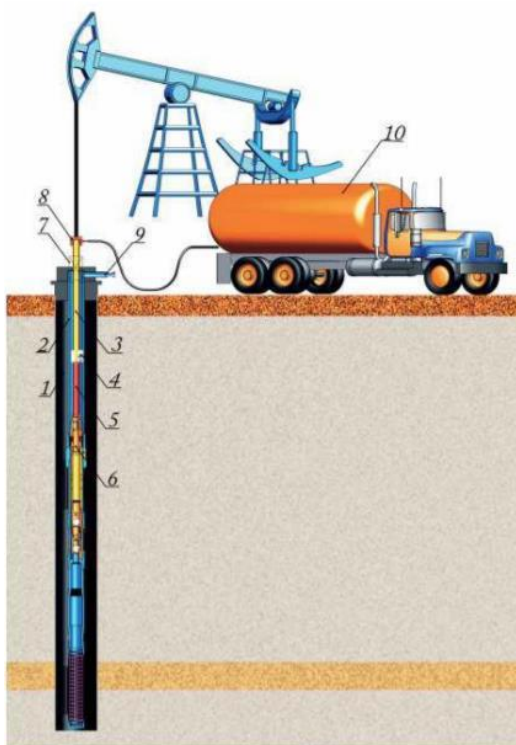


Рисунок 6 - Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1-эксплуатационная колонна; 2-колонна НКТ; 3-колонна полых штангов; 4-перепускная муфта; 5 - колонна штангов; 6 – насос; 7 –устьевой сальник; 8-обратный клапан; 9-выкид в систему сбора продукции; 10-АДПМ.

Циклическая паротепловая обработка скважин проводится на месторождениях с высоковязкой (больше 50 МПа\*с) или парафинистой нефтью. В остановленную скважину по НКТ нагнетают насыщенный пар объемом 1000-3000 м<sup>3</sup>, который получают от передвижных паровых установок (ППУ). Затем скважину герметизируют и выдерживают 2-5 суток.

Пар за это время полностью конденсируется в пласте. После проведения мероприятия эксплуатацию возобновляют.

Для удаления АСПО в нефтесборном коллекторе с использованием ППУ необходимо остановить скважину, перекрыть трубную и затрубную задвижки, соединить наконечник ППУ с нефтесборным коллектором через пропарочный патрубок. Схема удаления отложений представлена на рисунке 7.

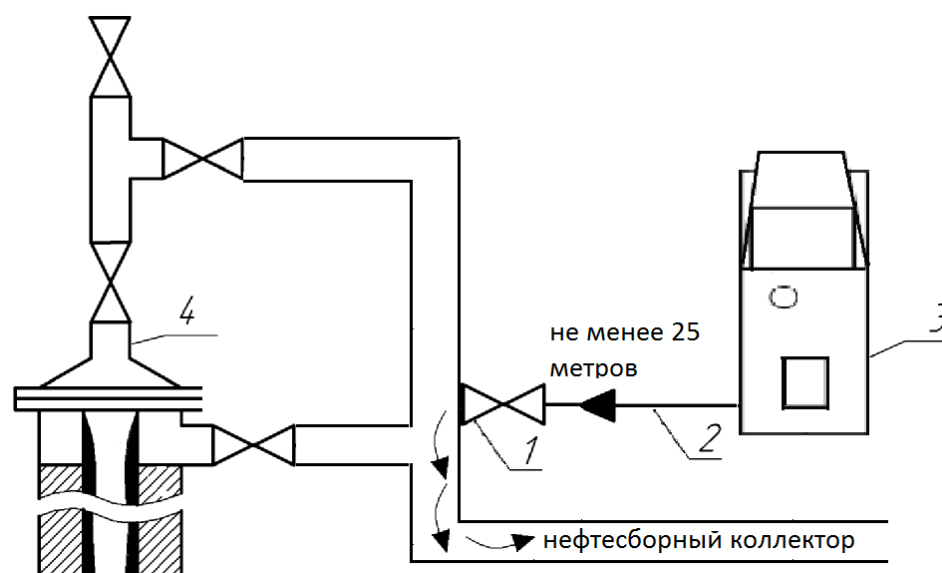


Рисунок 7 – Схема удаления АСПО паром из нефтесборного коллектора 1 – пропарочный патрубок, 2 – нагнетательная линия от ППУ, 3 – ППУ, 4 – фонтанная арматура

Контролируя давления пропарки в ППУ, которое при постоянном расходе не должно снижаться, острый пар подаётся непосредственно в нефтесборный коллектор. Температура пара 130 °С. После проведения операции процесс пропарки прекращают, разбирают нагнетательную линию, открывают трубную задвижку и запускаю скважину в эксплуатацию.

Электротепловое удаление АСПО заключается в периодическом или постоянном прогреве призабойной зоны пласта глубинным электронагревателем (Рисунок 8) на месторождениях с высоковязкой (свыше 50 МПа\*с) или парафинистой (свыше 3% парафина) нефтью.

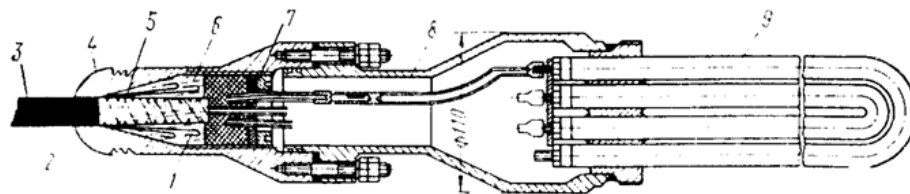


Рисунок 8 – Глубинный электронагреватель 1 – крепление кабель-троса; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель-трос КТГН-10; 4 – головка электронагревателя; 5 – асбестовый шнур; 6 – свинцовая заливка; 7 – нажимная гайка; 8 – клеммная полость; 9 – нагревательный элемент

Трубчатый электронагреватель спускают на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта и осуществляют нагрев в течение 3-7 суток. Затем его извлекают и продолжают эксплуатацию скважины.

Термокислотная обработка проводится в карбонатных коллекторах, когда в ПЗП отлагаются отложения АСПО. Удаление асфальтосмолопарафиновых веществ осуществляется расплавлением в ходе экзотермической реакции взаимодействия соляно-кислотного раствора  $\text{HCl}$  с магнием и его сплавами при закачке в скважину. Рассчитывается количество магниевой стружки и кислотного раствора для полной нейтрализации по магнию и повышения температуры до 75-90 °С, которая будет достаточной для расплавления отложений АСПО. Для проведения термокислотной обработки используют скважинный реактор, схема и принцип действия которого изображены на рисунке 9.

В статье Халматовой Н.Г. был проведен расчёт товарной соляной кислоты и химических реагентов для проведения термокислотной обработки в течение 4 месяцев. Результатом является общий прирост добычи нефти в 480 тонн [18].

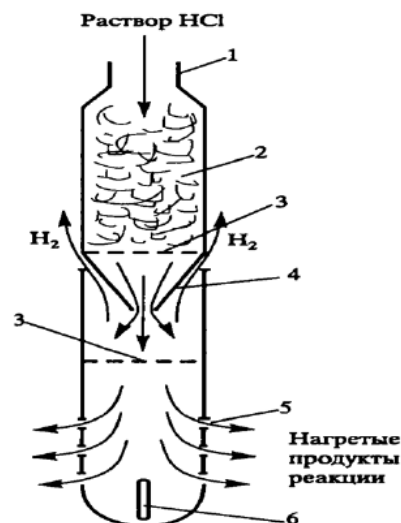


Рисунок 9 – Схема и принцип действия скважинного реактора 1 - резьба для соединения с НКТ; 2 – камера для загрузки металлического магния; 3- решётка, 4 – конус; 5 – отверстие для выхода нагретых жидких продуктов реакции; 6 – максимальный термометр

При эксплуатировании скважины с открытым забоем и добыче вязкой, парафинистой нефти и битума применяют электромагнитное воздействие на ПЗП. Метод основан на распространении электромагнитных волн от высокочастотного генератора на пробку, образованную АСПО, и её нагреве до температуры плавления парафина с последующей ликвидацией. Для создания электромагнитных волн используется наземный СВЧ электромагнитный генератор (мощность до 60 кВт) и спускаемый в скважину электромагнитный излучатель. Воздействие волн приводит также к деэмульсации нефти и снижению температуры начала кристаллизации парафина. В работе Фатыхова Л.М. расчет эффективности применения электромагнитных волн для удаления отложений АСПО дал следующие результаты: при СВЧ мощности (6-10 кВт) пробка асфальтосмолопарафиновых отложений длиной 5 м в НКТ расплавляется полностью в течение 5-6 часов, при это эффективность нагрева и её удаления составляет 60%. Для удаления парафиновой пробки длиной 100 м в коаксиальной скважине при высокочастотной мощности (60 кВт) потребуется 44 часа [19].

Термоакустическое воздействие на ПЗП применяется для удаления АСПО на месторождениях, осложненных в том числе гидратами углеводородных газов. Технология метода заключается в облучении призабойной зоны тепловым полем совместно с акустическим, посредством применения термоакустического излучателя. Данный излучатель соединен с наземным генератором ультразвуковых волн (мощность 4-30 кВт, диапазон частот 5-16 кГц). В призабойной зоне вследствие совместного воздействия теплового и акустического полей снижается вязкость нефти, разрушаются отложения парафина, гидратов газа и солей. При дальнейшей эксплуатации вместе с нефтяным потоком отложения выносятся по НКТ.

Температуропроводность продуктивного пласта увеличивается в радиусе 8 м.

### ***Механические методы***

Механическими методами удаления уже образовавшихся отложений АСПО являются применение скребков различных конструкций, а также универсальной гидромеханической насадки для очистки НКТ.

В декабре 2019 года дочернее общество «Роснефти» АО «Оренбургнефть» провела успешные опытно-промышленные испытания гидромеханической насадки для удаления асфальто-смолистых веществ и парафинов на внутренних стенках НКТ при ремонте добывающих скважин.

Опытно-промышленный образец насадки испытывался в комплекте оборудования для промывки скважин (КОПС). При внедрении новой технологии в 2020 году планируемый экономический эффект составит 100 млн. руб.

Технология процесса удаления отложений скребками заключается в механическом соскабливании АСПО с внутренней поверхности труб. Затем отложений выносятся газожидкостным потоком. Срезание парафиновой массы скребком происходит при его перемещении вверх, либо при движении вниз-вверх, или при перемещении вверх-поворот вокруг оси.



Процесс очистки подъемных НКТ от парафиновых отложений может быть непрерывным и периодическим, соответственно существуют скребки непрерывного и периодического действия. При периодическом процессе депарафинизация скребками заключается в удалении отложений, которые образовались после предыдущей очистки. При непрерывном процессе удаления применение скребков происходит постоянно на протяжении всего времени очистки.

На скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами, устанавливаются скребки-центраторы (Рисунок 10). Обычно на одной штанге крепят от 5 до 11 скребков. Он состоит из сформированного на штанге корпуса и конусных поверхностей на торцах. На корпусе находятся ребра со скошенными концами, которые образуют каналы. Эти каналы и выполняют роль центрирующего действия, нейтрализуя вращательные моменты на при возвратно-поступательном движении колонны штанг. Удаление АСПО происходит за счёт подвижных скребков, расположенных между телом штанги и скребком-центратором [20].

Применение полимерных скребков-центраторов решает одновременно несколько задач – это удаление парафиновых отложений на стенках НКТ и центровка колонны насосных штанг, при эксплуатации наклонных скважин для предотвращения истирания поверхности стенок труб.

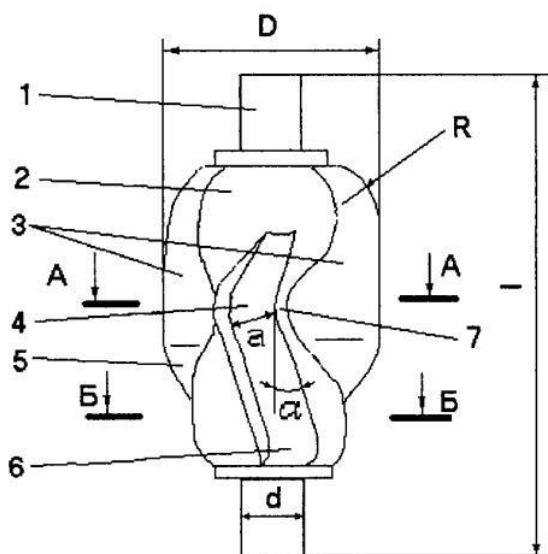


Рисунок 10 – Скребок-центратор общий вид

Для удаления АСПО из лифтовых труб добывающих скважин применяют ручные лебёдки со скребками. Частота применения скребков для очистки НКТ от АСПО варьируется в зависимости от дебита скважины от 1 раза в 7 суток до 1 раза в месяц. Скребки приводятся в действие лебедками, энергией восходящего потока жидкости в зависимости от способа эксплуатации скважины, её дебита и условий месторождения. Скребок подаётся в скважину на стальном тросе и по пути соскабливает отложения парафина. Движение вниз осуществляет за счёт собственного веса скребка, а также специально подвешиваемого груза. Однако при остановке скважины, в случае отсутствия буферной задвижки, удаление парафиноотложений проводится неэффективно, так как отложения АСПО, которые были удалены, не выносятся на поверхность и осаждаются.

На рисунке 11 представлена конструкция скребка (а), который состоит из стрежня 1, хомута 2, ножа, 3 и специального утяжелителя 4, вес которого порядка 10 кг. На рисунке (б) представлен скребок с ножами переменного сечения, где 1 – пластина, 2 – скребок.

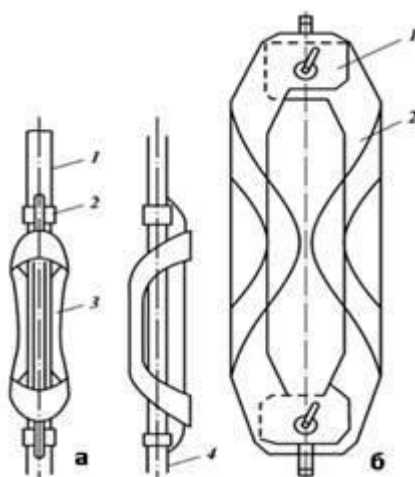


Рисунок 11 – Конструкции скребков Компания ООО НПФ «Техсма́рт» производит скважинные скребки и скребки-пробойники, предназначенные для пробивки пробок асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне НКТ. На рисунке 12 представлены различные компоновки лезвийных СЛ-Техно и фрезовых СФ-Техно скребков, используемых в составе установки

депарафинизации скважин УДС или полуавтоматических каротажных лебедок ЛКИ.

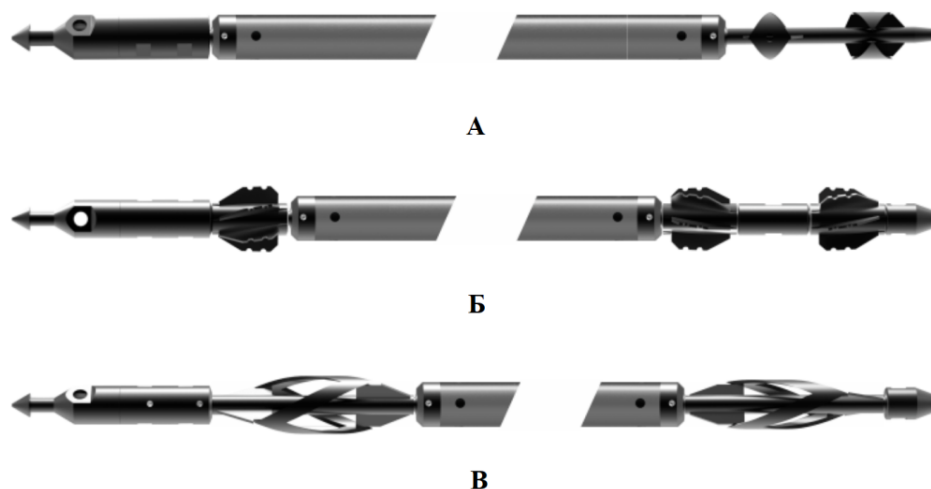


Рисунок 12 – Примеры компоновки: а – скребок-пробойник, б – скребок фрезовой, в – скребок лезвийный. После пробития парафиновых пробок, используются лезвийные и фрезовые скребки для периодических и постоянных чисток скважин. Режущие головки для депарафинизации скважин являются сменными, соответственно можно подобрать подходящую компоновку скребка. Применение фрезового скребка наиболее эффективно при работе на высокодебитовых скважинах.

Лезвийный скребок срезает слой парафина толщиной до 5 мм и увеличивает проходное отверстие в трубе НКТ. Данное оборудование подаётся вниз также под действием собственного веса и поднимается за счёт использования лебёдки. Вращение скребка обеспечивается восходящим потоком нефти, который выносит удаленные отложения парафина в выкидную линию.

Еще одним типом скребка является автоматический «летающий» скребок с раздвижными ножами (Рисунок 13).

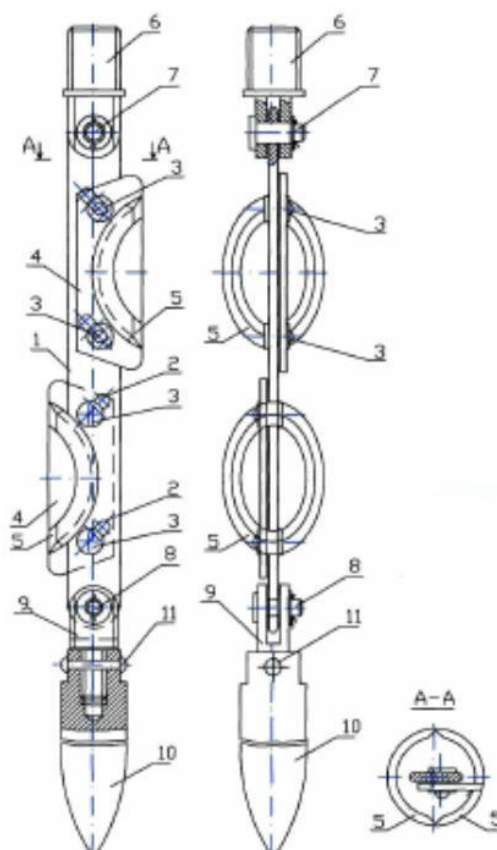


Рисунок 13 – Автоматический (летающий) скребок 1 – корпус, 2 – паз наклонный, 3 – ось скребка, 4 – кронштейн, 5 – скребок, 6 – болт верхний, 7 – ось болта, 8 – ось, 9 – болт нижний, 10 – утяжелитель

При движении скребка вниз под действием силы тяжести и специального утяжелителя, кронштейны, установленные на устройстве, вместе со скребками смещаются к центру по наклонным пазам, а своими острыми кромками срезают часть парафиновых отложений. При движении вверх кронштейны со скребками разводятся по наклонным пазам и срезают основной слой АСПО. Данный метод очистки устраняет вероятность заклинивания в местах стыка НКТ с муфтой.

Технология удаления АСПО механическим методом посредством использования скребков существенно увеличивает межремонтный период работы скважин, а также добычу нефти. Технология не является дорогой и существенно сокращает экономические затраты. Однако область применения метода ограничена, ввиду технологических особенностей проведения

операции, также иногда предполагается остановка технологического оборудования для проведения очистки, что влияет на рентабельность добычи нефти. Невозможно проведение полной очистки от парафиновых отложений, часть которых остается и в дальнейшем служит центрами кристаллизации новых ПУ.

### *Химические методы*

Химическим методом депарафинизации нефтепромыслового оборудования путём удаления образовавшихся отложений является применение растворителей. Использование растворителей ускоряет процесс растворения и диспергирование АСПО и увеличивает МОП скважин, за счёт эффективной и полной очистки внутренней поверхности НКТ и оборудования, а также её гидрофилизации.

Растворитель необходимо подбирать в зависимости от состава АСПО, так как растворимость парафинового, асфальтенового или смешанного типа отложений различается. Эффективным растворителем для парафинов является смесь предельных углеводородов. Однако стоит учитывать температуру протекания процесса, так как при её уменьшении, растворимость парафинов снижается. Для удаления смол также применяются жидкие парафиновые углеводороды в виду их хорошей растворимости, как и в нефтяных и ароматических растворах. Асфальтены имеют высокую растворимость в ароматических углеводородах, однако не растворяются в парафиновых (алкановых).

Повысить эффективность удаления АСПО можно за счёт добавления ПАВ в углеводородные растворители. Поверхностно-активные вещества способствуют улучшению диспергирующих свойств растворителей в виду увеличения их поверхностной активности, что не даёт отложениям выпасть в осадок, а находится во взвешенном состоянии в потоке нефти. В качестве поверхностно-активных веществ могут применяться неионогенные ПАВ, сульфаты, амины и синтетические жирные кислоты. Реагент ОП-7 в качестве

ПАВ обладает хорошей растворимостью в воде, способен образовывать устойчивые растворы с минеральными кислотами, обладает свойством диэмульгатора. Реагент МЛ-72 состоит из сульфонола (75%), сульфоната (25%) и смачивателя (5%). Время воздействия реагента составляет 48-60 часов, при это он не является токсичным веществом.

Ассортимент растворителей, которые используются на отечественных месторождениях и зарубежных представляет собой несколько классов составов и включает:

- органические растворители, выступающие в качестве индивидуальных (толуол, сернистый углерод, дихлорпропан);
- природные органические растворители (газоконденсат, газовый бензин, пироконденсат);
- органические смеси, включающие несколько классов соединений, производимых на нефтеперерабатывающих заводах (лёгкая нефть, керосиновая фракция, уайтспирит, абсорбент, нефтяной сольвент);
- смесь органических соединений с ПАВ;
- растворители и удалители на водной основе, а также многокомпонентные смеси.

Закачка химических реагентов производится в трубное пространство скважин, либо через затрубное пространство с дальнейшей продавкой растворителя через приём насоса ЭЦН до интервала отложений. Степень запарафинивания НКТ влияет на расход реагентов растворителей. Для скважин с большим количеством отложений закачку производят непосредственно в НКТ на интервал запарафинивания с остановкой на протекание процесса реагирования. В скважины с умеренным запарафиниванием растворитель можно закачивать как в затрубное пространство, так и в НКТ. При закачке через затрубное пространство расход реагентов рассчитывается из условия 20-30% от объёма НКТ. При закачке растворителя в НКТ расход рассчитывается по интервалу образования АСПО и составляет 20-30% от объёма НКТ при средней степени запарафинивания и 30-40% - при высокой.

В 2013 году на Ванкорском месторождении было проведено испытание растворителя АСПО марки СНПХ-7р-14а на трёх скважинах.

Продавка реагента осуществлялась нефтью. Объем закачки удалителя составил 2,5 – 3,4 м<sup>3</sup> на каждую скважину. Реагент показал высокую эффективность по степени очистки отложений. Дебит каждой скважины увеличился на 7-10 т/сут, МОП увеличился в 2-3 раза [16].

Максимальная эффективность борьбы с АСПО достигается путём правильной закачки химических реагентов в скважину. Дозирование ингибиторов и растворителей отложений может осуществляться с помощью погружного скважинного контейнера (ПСК) (Рисунок 14).



Рисунок 14 – Погружной скважинный контейнер Конструктивная особенность ПСК заключается в том, что секции контейнера регулируются и настраиваются под параметры работы скважины, которая вышла в ремонт. Регулирование осуществляется в течение 5-10 минут перед спуском устройства. Использование контейнера позволяет дозировать ингибитор в требуемых минимальных концентрациях. Химический реагент при этом будет совместим с попутно добываемой жидкостью, минерализация которой может меняться. На рисунке 15 представлена схема установки ПСК в скважине.

Также одним из перспективных методов являются капиллярные системы подачи химических реагентов в скважину. Реагент поступает в интервал до начала отложения АСПО, что позволяет снизить расход примерно в 2-4 раза по сравнению с традиционной подачей реагентов в затрубное пространство.

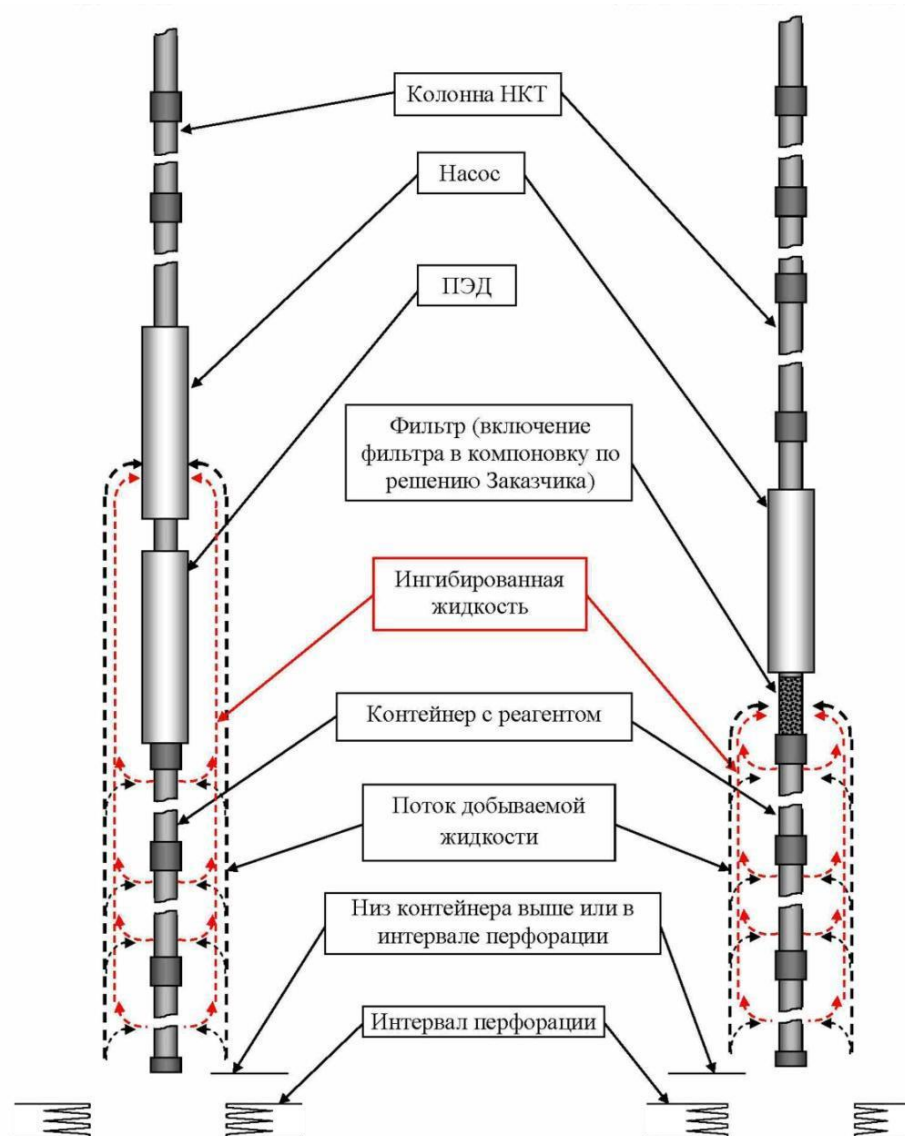


Рисунок 15 – Схема размещения ПСК в скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН

На рисунке 16 представлена капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ. По скважинному капиллярному трубопроводу 5, который закреплён на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в вводную муфту 7. Перед муфтой устанавливается центратор 6, который защищает концевую заделку и обратный клапан. С помощью наземной дозировочной установки 1 осуществляется регулирование подачи реагента.

Устройство ввода 3 обеспечивает герметичность прохождения капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.



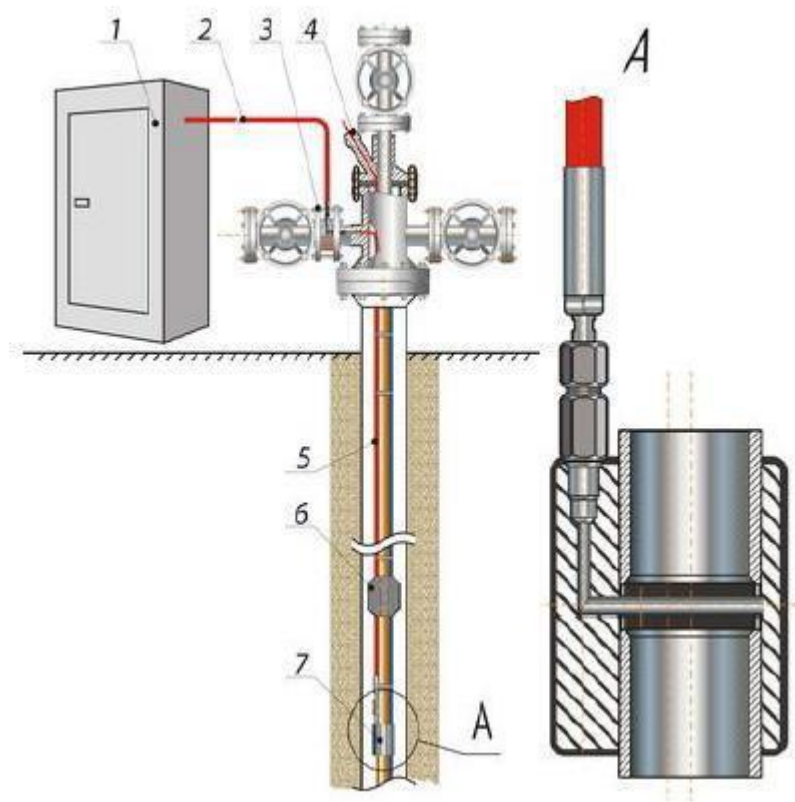


Рисунок 16 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ

### ***Биологический метод***

Микробиологический метод обработки продукции скважин основан на использовании бактерий для уничтожения отложений парафина и асфальтенов. Технология является экологически чистой и заключается в использовании микробной ассоциации углеводородоокисляющих бактерий, которая трансформирует отложения АСПО. Натуральные аэробные и анаэробные микроорганизмы подаются в скважину или ПЗП, где бактерии используют углеводороды нефти, как единственный источник питания, стимулирующий их рост. Раствор выдерживается в месте обработки скважины 5-7 суток. В течение жизнедеятельности микроорганизмы начинают выделять в среду органические кислоты и ПАВ, что способствует удалению полярных АСПО. Длинные углеродные цепи парафина расщепляются, образуя «легкий» парафин [21].

Закаченные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности: · спирты,

растворители и слабые кислоты (монокарбоновая, уксусная, муравьиная и др.), которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжёлой нефти из пористых пород, увеличивая их проницаемость; · биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают её плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения; · биологические ПАВ; · газы, которые увеличивают давление внутри пласта и способствуют вытеснению нефти к стволу скважины.

Применение микробиологических обработок способствует тому, что парафин в системе нефтедобычи меняет свои физические свойства и повторно не кристаллизуется, вязкость парафинистой нефти снижается, что приводит к пропорциональному снижению её плотности.

Вещества, которые образуются в результате жизнедеятельности организмов, способных окислять углеводороды нефти, обладают комплексом разрушающих, отмывающих и ингибирующих свойств АСПО.

Технологическим эффектом применения методов является увеличение МОП, а частота обработок скважины варьируется от 4 до 12 месяцев.

Выводы к главе.

Рассмотрено общее представление об АСПО. Изучены основные причины возникновения АСПО, состав и свойства, а также применяемые методы удаления и предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования данной работы является Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение. В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли. Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины.

Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры.

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также будет уделено особое внимание охране окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Специальные правовые нормы трудового законодательства.

Трудовое законодательство РФ регулирует отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ [1] обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов.

Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом [2].

Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера. Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющих работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненный к районам крайнего Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд.

### Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Компоновка рабочей зоны и допуск бригады к работам производится после получения разрешения оперативного персонала, в управлении которого находится эксплуатационное оборудование. Соблюдаются предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочего места, включающие проведение технических мероприятий, направленных на предотвращение воздействия опасных производственных факторов.

Компоновка рабочей зоны спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней соответствует утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [3].

### Производственная безопасность

Обслуживание и ремонт добывающих скважин в процессе их эксплуатации, а также нефтепромыслового оборудования производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора представляет собой кустовую площадку, на которой находятся скважины, электрическое оборудование и приборы, компрессорные установки, работающие под высоким давлением, а также генераторы, блоки автоматики и замерные установки. Перечень работ, выполняемых оператором ДНГ:

Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [4] (Таблица 23).

Таблица 23 – Перечень возможных вредных и опасных факторов при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	Трудовой кодекс - ТК РФ - Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [5]
2. Превышение уровней шума и вибрации		+	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум) [6]; СП 51.13330.2011 (Защита от шума) [7]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрации) [8]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [9]
4. Воздействие химических веществ	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (Воздух рабочей зоны) [10]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ (Вредные вещества) [11]
5. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)		+	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления) [12]
6. Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (Заземление, зануление) [14]; ГОСТ 12.1.019-2017 (Электробезопасность) [15]
7. Пожаровзрывоопасность веществ	+	+	СНиП 2.09.04-87 (Строительные нормы и правила) [16]

Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

## Климатические показатели

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потере сознания. Высокая влажность воздуха воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25 °С ежечасно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствии с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25 °С. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Средством индивидуальной защиты является спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей. Средством коллективной защиты является рациональное размещение технологического оборудования, применение

теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников [5].

Превышение уровней шума и вибрации.

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца. Вибрации при выполнении спуско-подъёмных операций, вызывают нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем, появление грыж и ревматизма.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [6], предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 80 децибел. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц [8]. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям.

Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2011 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [7]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация режима труда и отдыха рабочих.



Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации.

#### Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор ДНГ при работе в ночное время суток подвержен получению травм, поэтому объект освещен. Согласно СП 52.13330.2016 [9] норма освещенности составляет не ниже 10 люкс. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

#### Воздействие химических веществ

Проведение технологических операций с химическими реагентами подразумевает воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, таких как нефть, газ, оксид углерода, ингибиторы и диэмульгаторы, ПАВ, кислоты и спирты. Контакт с веществом может вызвать ухудшение здоровья, а также летальный исход при попадании в организм высоких дозировок химических реагентов, а также испарений веществ. В организм работника реагенты могут попасть через дыхательные пути, кожу и желудочно-кишечный тракт, вызывая аллергические реакции, осложнения в легких, головные боли, химические ожоги и т.д. Основным источником вредных веществ является АГЗУ и фонтанная арматура на кустовых площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [10] содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны определяется предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК): для нефти –  $100 \text{ мг/м}^3$ , бензола –  $10 \text{ мг/м}^3$ , сероводорода –  $10 \text{ мг/м}^3$ , хлора –  $1 \text{ мг/м}^3$ .

Степень воздействия вредных веществ на организм человека определяется согласно ГОСТ 12.1.007-76 [11]. При превышении

концентрации вредных веществ в воздухе и загазованности рабочей зоны, операторам выдаются изолирующие противогазы или респираторы, очки и защитные маски. Средства индивидуальной защиты от химических реагентов включают также каску, спецодежду. К коллективным средствам защиты относится ограждение рабочей зоны, препятствующее появлению лиц без специальных средств защиты.

Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

Давление (Разрушение аппарата, работающего под давлением).

Аппараты и оборудование, внутри которого давление газа или жидкости превышает атмосферное, относятся к сосудам, работающим под давлением.

При выходе из строя регулирующих и предохранительных клапанов, а также превышение максимально допустимого рабочего давления оборудования приводят к его разрушению и нанесению травм работникам, находящимся на кустовой площадке или в помещении.

Осколки оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника.

Для предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Работа компрессорной установки, как аппарата под давлением, регламентируется нормативным документом [12]. Работающие под давлением сосуды выбираются и контролируются согласно ГОСТ Р 52630-2012 [13].

Коллективным средством защиты является оснащение оборудования системами взрывозащиты, устройствами аварийного сброса давления. Для личной защиты персонала, операторы используют специальные костюмы из хлопчатобумажных материалов, комбинированные рукавицы и резиновые сапоги.

#### Электрический ток

На кустовых площадках источниками поражения оператора ДНГ электрическим током служат неизолированные токопроводящие части элементов оборудования, металлические конструкции под напряжением.

Всё оборудования, находящееся под напряжением, а также электроинструменты согласно ГОСТ 12.1.030-81 имеет заземление и зануление отдельной жилой кабеля с таким же сечением жилы, как и сечение рабочих жил [14].

Мероприятия по защите электрооборудования от пробоя изоляции состоят в установке устройств защитного отключения на приборах и ограничение напряжения до 12-36 В при использовании переносных электроприборов, а также освещения.

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 обязательно использование средств защиты от поражения электрическим током [15]. К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки и обувь, изолированные рукоятки инструментов, изолирующие подставки.

#### Расчет контура заземления

Защитное заземление – преднамеренное соединение с землей металлической конструкции не токоведущих частей, которые в случае аварии могут оказаться под напряжением.

Расчет производится согласно «Правил устройства электроустановок».

Защитное заземление показано на рисунке 24.

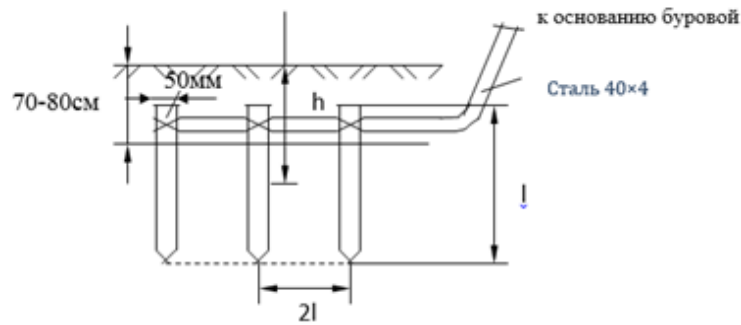


Рисунок 24 - Схема защитного заземления

Допустимое сопротивление контура заземления  $R_o \leq 4$  Ом.

Рассчитывается сопротивление одного электрода по формуле

$$R_T = 0,366 \frac{\rho}{l} \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h+l}{4h-l} \right), \quad (1)$$

где  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление грунта,  $\rho = 60$  Ом·м;  $l$  – длина электрода,  $l = 2,5$  м;  $d$  – диаметр электрода,  $d = 0,05$  м;  $h$  – расстояние от середины электрода до поверхности земли,  $h = 2$  м.

$$R_T = 0,366 \frac{60}{2,5} \left( \lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,5}{4 \cdot 2 - 2,5} \right) = 18,8 \text{ Ом.}$$

Определяется необходимое число электродов, которое необходимо забить в грунт по формуле

$$n = (R_T \cdot \eta_c) / (R_d \cdot \eta_{ЭТ}), \quad (2)$$

где  $\eta_{ЭТ}$  – коэффициент экранировки труб (электродов), ( $0,2 < \eta_{ЭТ} < 0,9$ );

$\eta_c$  – коэффициент сезонности, учитывает неравномерность стекания тока  $\eta_c = 2$ .

$$n = \frac{18,8 \cdot 2}{4 \cdot 0,55} = 17$$

Принимается 17 электродов.

Определяется сопротивление соединительной полосы по формуле

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_n^2}{d_n \cdot h_n} \cdot \eta_c, \quad (3)$$

где  $l_n$  – длина соединительной полосы, м;

$h_n$  – ширина соединительной полосы, м;

$$l_n = (n-1) \cdot 2l \cdot 1,05, \quad (4)$$

$$l_n = (17-1) \cdot 2 \cdot 2,5 \cdot 1,05 = 84 \text{ м}$$

По формуле (4.3.)

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{60}{84} \cdot \lg \frac{2 \cdot 84^2}{2,5 \cdot 0,04} \cdot 2 = 2,69 \text{ Ом.}$$

Находится общее заземление контура по формуле:

$$R_K = \frac{1}{\frac{\eta_{ЭТ}}{R_T} \cdot n + \frac{\eta_{ЭП}}{R_n}} \leq 4 \text{ Ом,} \quad (5)$$

где  $\eta_{ЭП}$  – коэффициент экранировки полосы,  $\eta_{ЭП} = 0,15$ .

$$R_K = \frac{1}{\frac{0,55}{18,8} \cdot 17 + \frac{0,15}{2,69}} = 1,81 \text{ Ом.}$$

Расчётное сопротивление контура меньше допустимого сопротивления 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Анализ пожарной безопасности

Риск возникновения пожаров на нефтегазовом предприятии очень высокий в связи с добычей и использованием в процессе производства легковоспламеняющихся углеводородных и других химических веществ. В соответствие со СНиП 2.09.04.87 предприятие относится к классу В-1Г и В-1 [16]. Работник может получить термические ожоги, тепловой удар и потерю сознания, ожоги полости рта, слизистых оболочек носа, трахеи и бронхов, а также возможен смертельный исход. Наиболее опасный фактор для человека – повышенная концентрация токсичных продуктов горения веществ.

Источниками возникновения пожаров являются взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества, такие как нефть, газ, конденсат и др.

Электрические источники возникновения пожаров: короткое замыкания и перегрузки по току, статическое электричество и искрение и т.п.

Согласно нормативному документу [17] пожаробезопасность на кустовых площадках обеспечивается выполнением ряда мероприятий: размещение сооружений на площадке производится на определённом расстоянии между каждым из них; осуществление контроля за воздушной средой в помещениях; контроль газоанализаторами за воздушной средой на кустовых площадках; оборудование мест, определенных проектной документацией, пожарным инвентарём (огнетушители, лопаты, ломы, ведра, ящики с песком).

Сотрудники в обязательном порядке проходят противопожарный инструктаж для допуска к работе, а также получают спецодежду, которая изготавливается из наиболее огнестойких материалов.

Пожар нефти ликвидируется с помощью распыленной воды, если возгорание сопровождается горением вязких нефтепродуктов (масла, мазута и пр.). Однако важным условием здесь является низкое значение температуры продукта, которое не должно быть выше температуры его вспышки. Интенсивность подачи воды – 0,2 литра на метр в квадрате за секунду времени.

Когда огонь локализуется в пространствах между сваями под резервуарами с нефтью, а также на фланцевых соединениях и в зазорах между крышей и стеной резервуара, разрешается использовать порошковые средства пожаротушения. Интенсивность подачи порошка – 0,3 кг на метр в квадрате за одну секунду.

В качестве самого эффективного способа пожаротушения нефтяной скважины выступает комбинированный метод:

- возгорание ликвидируют пенообразующими средствами, но некоторые участки тушат порошком;
- пожар устраняют с помощью порошка, а в качестве профилактического средства используют пену, она охлаждает продукт.

Подача активных веществ при комбинированном методе имеет ту же интенсивность, что и при отдельном применении каждого способа.

#### Экологическая безопасность

Депарафинизация скважин происходит на стадии эксплуатации месторождения. Техногенному воздействию в процессе борьбы с АСПО подвергаются атмосферный воздух, грунтовые и поверхностные воды, почва.

#### Защита атмосферы

При работах по депарафинации скважин, добываемая продукция вместе с отложениями выносятся в специальный отстойник. Добытая газожидкостная смесь содержит парафины, смолы, асфальтены и азот.

Негерметичность фланцевых соединений, запорной арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов, а также работа электродвигателей за счёт дизельной установки являются источниками выбросов вредных веществ в атмосферу.

Мероприятиями по защите от выбросов загрязняющих веществ являются: установка прокладок на фланцевых соединениях оборудования; соблюдение нормативов выбросов вредных веществ при эксплуатации

стационарного оборудования; утилизация добываемого попутного нефтяного газа.

### Защита гидросферы

При эксплуатации месторождения в процессе депарафинизации скважин химическое воздействие на водные объекты может возникнуть за счёт поступления углеводородного сырья и химических реагентов, применяемых для борьбы с АСПО. Также возможен разлив масел и топлива при несоблюдении регламента технического обслуживания дизельных установок.

Для предотвращения попадания углеводородного сырья и сточной воды в водоёмы, устанавливают в этих местах нефтеловушки, боновые заграждения, а также специальные биологические пруды. Каждый год проводится осмотр и ремонт установленных нефтеулавливающих узлов, а также биологических прудов. Сбор нефтепродуктов осуществляется при помощи автоцистерны вакуумным насосом.

### Защита литосферы

Почвы в районе нефтедобычи подвержены негативному воздействию при разливе нефтепродуктов на поверхности, а также химическому загрязнению горизонта грунтовых вод различными группами загрязняющих веществ. Токсичные химические реагенты при попадании в почву способны мигрировать на большие расстояния, а также проникать за пределы участка работ к водозаборным сооружениям. Последствиями загрязнения являются газовые оболочки из углеводородов, которые образуются над поверхностью подземных вод.

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, она убирается техническими средствами и утилизируется. На загрязненном участке земли проводятся работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли. В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов немедленно



останавливаются дальнейшие работы по закачке их в скважину, снижается давление до атмосферного, принимаются меры по предотвращению утечек реагента, засыпается песком, производится повторная опрессовка нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновляется закачка.

Также используются нефтяные амбары в качестве резервуара при разливе нефти.

#### Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-94, при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [18].

При осуществлении работ по депарафинизации скважин на кустовой площадке, возможны 2 вида аварийных и чрезвычайных ситуаций:

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.

2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефти в окружающую среду, загазованность территории, поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

Наиболее вероятная аварийная ситуация, которая может возникнуть на кустовых площадках при борьбе с парафиноотложениями, техногенная – розлив горячей нефти из агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ), загазованность рабочей зоны, возникновение пожара. Источниками аварии являются разгерметизация ёмкости для хранения горячей нефти в АДПМ, запорной арматуры, фланцевых соединений, а также облом или заклинивание оборудования в скважине, негерметичность межколонного пространства скважины.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках

производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций; использовать надёжное и современное противовыбросное оборудование для герметизации устья скважины.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Выводы к главе.

В разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности персонала, работающего на добычи углеводородов, также приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Изучены вопросы по влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Работы ведутся под высоким давлением и напряжением, используются опасные химические вещества, а также крупногабаритная техника и загрязняющие воздух машины. Все это может стать причиной нанесения вреда здоровью человека либо возникновения ЧС. Для того чтобы этого избежать в рамках данного раздела выделены основные опасные и вредные факторы, с учетом регламентных документов указаны допустимые отклонения параметров, приведены последовательности действий при возникновении ЧС. Следование указаниям позволит избежать серьезных последствий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проанализированы механизмы и причины возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений.
2. Проведена оценка методов комплексной борьбы таких как промывка скважинного оборудования растворителем и дозирование ингибитора АСПО в призабойную зону пласта и применение ингибитора СНПХ-7821 в дозировке от 150г/т до 200г/т, с использованием скребкования в целях избавления от отложений.
3. Обоснован выбор использования комплексных технологий. Опыт применения методов показывает свою эффективность и позволяет увеличить межочистной и межремонтный период скважины в 2-3 раза.
4. В работе проанализирована целесообразность применения выбранных технологий. Обоснована технологическая эффективность использования методов, которая в свою очередь положительно влияет на экономическую эффективность.